

Diego Luis Brancher

**MONITORAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA  
EM CONSUMIDORES INDUSTRIAIS E COMERCIAIS**

**FLORIANÓPOLIS**

**2008**



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MONITORAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA  
EM CONSUMIDORES INDUSTRIAIS E COMERCIAIS**

Dissertação submetida à  
Universidade Federal de Santa Catarina  
como parte dos requisitos para a  
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

**Diego Luis Brancher**

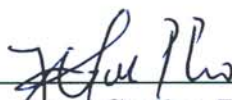
Florianópolis, Março de 2008.



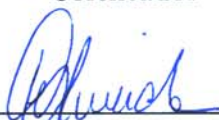
# MONITORAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA EM CONSUMIDORES INDUSTRIAIS E COMERCIAIS

Diego Luis Brancher

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em *Sistemas de Energia Elétrica*, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’



Prof. Jorge Coelho, D.Sc.  
Orientador



Prof.ª. Kátia Campos de Almeida, Ph.D.  
Coordenadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

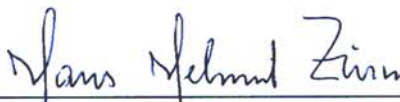
Banca Examinadora:



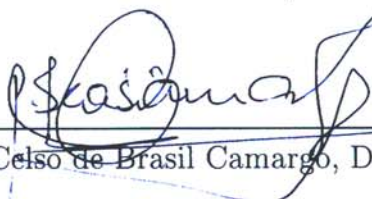
Prof. Jorge Coelho, D.Sc.  
Presidente



Prof. Ênio Valmor Kassick, Dr. Eng.



Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.



Prof. C. Celso de Brasil Camargo, Dr. Eng.



*À você Carine, minha Linda...*





## AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Jorge Coelho pela orientação e apoio na realização deste trabalho.

À minha namorada Carine pelo amor, carinho, apoio e constante incentivo.

Aos meus pais, Luiz e Ângela por possibilitarem não só a minha pós-graduação, como também a minha graduação.

À banca examinadora composta pelo Professor C. Celso de Brasil Camargo, pelo Professor Ênio Valmor Kassick e pelo Professor Hans Helmut Zürn pelas valiosas contribuições ao trabalho.

Aos professores do LabPlan e da PGEEL pela contribuição direta ou indireta na realização deste trabalho.

Aos colegas de baia Diego Issicaba, Felipe Trevisan, Fábio de França Brum, Moisés Machado dos Santos, Vitor Luiz Matos e Waneska Patrícia Pereira Araújo, e demais integrantes do LabPlan pelos debates, pela ajuda e pelos momentos de descontração.

À todos que de alguma forma contribuíram para a realização deste trabalho.

Ao CNPq - Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico pelo apoio financeiro.



Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

## **MONITORAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA EM CONSUMIDORES INDUSTRIAIS E COMERCIAIS**

**Diego Luis Brancher**

Março/2008

Orientador: Prof. Jorge Coelho, D. Sc.

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Palavras-chave: Qualidade de Energia Elétrica, Monitoração da Qualidade de Energia, Controle Estatístico de Qualidade, Inteligência Artificial, Sistema Especialista.

Número de Páginas: 162.

O presente trabalho tem por objetivo apresentar um sistema de monitoração da qualidade de energia elétrica em consumidores industriais e comerciais sensíveis, a partir de um conjunto de medições de analisadores de qualidade de energia. Para tanto, se desenvolveu um procedimento que está dividido em dois módulos, o primeiro de monitoração e o segundo de identificação da provável causa dos fenômenos de qualidade de energia. No Módulo de Monitoração dos Índices de desempenho da qualidade de energia elétrica são aplicadas técnicas de Controle Estatístico de Qualidade para a detecção não só das situações críticas (alarmes), mas também das situações inadequadas que antevêm problemas maiores (pré-alarmes). O Módulo de Identificação das causas dos distúrbios e variações no regime permanente constitui-se de uma base de regras, que fazem parte do Sistema Especialista desenvolvido neste módulo, o qual busca avaliar a carga como causadora ou não dos problemas de qualidade detectados. O sistema desenvolvido está de acordo com as recomendações da Agência Nacional de Energia Elétrica. A aplicação se mostrou adequada em diversas simulações usando medidas reais de analisadores em duas instalações universitárias, revelando-se eficiente na detecção e antecipação dos distúrbios de qualidade de energia elétrica.



Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

## **MONITORING OF POWER QUALITY IN INDUSTRIAL AND COMMERCIAL CONSUMERS**

**Diego Luis Brancher**

March/2008

Advisor: Prof. Jorge Coelho, D. Sc.

Area of Concentration: Power System.

Key words: Power Quality, Power System Monitoring, Statistical Quality Control, Artificial Intelligence, Expert Systems.

Number of Pages: 162.

This dissertation presents a power quality monitoring system aiming at analyzing industrial and commercial power-quality sensitive facilities, by using a database obtained from different types of power quality measurement equipment. The developed system is divided into two modules. In the first module, named Power Quality Indices Performance Monitoring Module, Statistical Quality Control techniques are applied to the detection of critical events of power quality problems. Furthermore, this module is able to point out particular events that precede the critical ones. In the second module, named the Identification Module, an expert system is developed to diagnose the causes of the disturbances and steady-state variations, both detected by the Power Quality Indices Performance Monitoring Module. The expert systems employs a knowledge base to infer whether the monitored facility is the source of the event. The power quality of the facilities are analyzed according to the recommendations of the Regulatory Agency. The developed tool shows efficiency on the detection and anticipation of power quality problems. The application is proven to be adequate in several simulations by utilizing measurements from two universities of Santa Catarina.



# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Considerações Gerais . . . . .	1
1.2	Objetivos da Dissertação . . . . .	3
1.2.1	Objetivo Geral . . . . .	3
1.2.2	Objetivos Secundários . . . . .	3
1.3	Estrutura do Trabalho . . . . .	4
<b>2</b>	<b>Qualidade de Energia Elétrica</b>	<b>7</b>
2.1	Definições de Qualidade de Energia Elétrica . . . . .	7
2.2	Fenômenos de Qualidade de Energia Elétrica . . . . .	11
2.2.1	Sobretensões Transitórias . . . . .	13
2.2.2	Oscilações de Tensão . . . . .	16
2.2.3	Distorções de Forma de Onda . . . . .	21
2.2.4	Flutuação de Tensão . . . . .	25
2.2.5	Desequilíbrio de Tensão . . . . .	26
2.2.6	Variações de Frequência . . . . .	27
2.3	Conclusões do Capítulo . . . . .	28
<b>3</b>	<b>Controle Estatístico de Qualidade e Monitoração da QEE</b>	<b>29</b>
3.1	Controle Estatístico de Qualidade . . . . .	29
3.1.1	Gráficos de Controle . . . . .	31
3.1.2	Análise Estatística dos Gráficos de Controle . . . . .	37
3.2	Monitoração da Qualidade de Energia Elétrica . . . . .	39
3.2.1	Monitoração da Tensão . . . . .	40
3.2.2	Monitoração dos Desequilíbrios de Tensão . . . . .	41
3.2.3	Monitoração do Nível de Corrente Harmônica . . . . .	42
3.3	Controle Estatístico Aplicado na Monitoração da Qualidade de Energia Elétrica . . . . .	44
3.3.1	Definição dos Alarmes e Pré-Alarmes . . . . .	45

3.3.2	Construção dos Gráficos de Controle . . . . .	47
3.3.3	Sistema de Monitoração Desenvolvido . . . . .	48
3.3.4	Banco de Dados Utilizado no Sistema de Monitoração . . . . .	51
3.4	Conclusões do Capítulo . . . . .	53
<b>4</b>	<b>Sistema Especialista para Identificação das Causas dos Problemas de QEE</b>	<b>55</b>
4.1	Sistema Especialista . . . . .	56
4.1.1	Estrutura dos Sistemas Especialistas . . . . .	56
4.1.2	Quando Aplicar Sistemas Especialistas . . . . .	58
4.1.3	Shells . . . . .	59
4.2	Aquisição do Conhecimento e Base de Regras para Aplicação em QEE . . .	59
4.2.1	Caracterização do VTCD <i>Sag</i> . . . . .	60
4.2.2	Distorção Harmônica . . . . .	63
4.2.3	Notching . . . . .	68
4.2.4	Desequilíbrio de Tensão . . . . .	71
4.2.5	Sobretensões Transitórias . . . . .	72
4.2.6	Flutuação de Tensão . . . . .	74
4.3	Validação e Verificação do Sistema Especialista . . . . .	78
4.4	Conclusões do Capítulo . . . . .	78
<b>5</b>	<b>Aplicações e Resultados</b>	<b>81</b>
5.1	Caso Teste com Banco de Dados Virtual . . . . .	82
5.2	Caso 1: Monitoração de 1 Dia com 1 Medição por Ciclo . . . . .	84
5.2.1	Cálculo dos Limites dos Gráficos de Controle . . . . .	84
5.2.2	Monitoração da Tensão . . . . .	85
5.2.3	Monitoração do Desequilíbrio de Tensão . . . . .	92
5.2.4	Monitoração da Distorção Harmônica (TDD) . . . . .	95
5.3	Caso 2: Monitoração de 1 Dia com 1 Medição a cada 12 Ciclos . . . . .	98
5.3.1	Monitoração da Tensão . . . . .	98
5.4	Caso 3: 7 horas de Monitoração Real com 1 Medição por Ciclo . . . . .	102
5.4.1	Monitoração da Tensão . . . . .	103
5.4.2	Monitoração do Desequilíbrio de Tensão . . . . .	109
5.5	Caso 4: 1 Mês de Monitoração Real com 1 Medição por Minuto . . . . .	112
5.5.1	Monitoração da Tensão . . . . .	113
5.5.2	Monitoração dos Desequilíbrios de Tensão . . . . .	116
5.5.3	Monitoração da Distorção Harmônica (TDD) . . . . .	122
5.6	Conclusões do Capítulo . . . . .	125



<b>6</b>	<b>Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros</b>	<b>127</b>
6.1	Conclusões . . . . .	127
6.2	Sugestões para Trabalhos Futuros . . . . .	131
<b>A</b>	<b>Faixas de Classificação das Tensões em Regime Permanente</b>	<b>133</b>
<b>B</b>	<b>Caso 1</b>	<b>137</b>
B.1	Monitoração da Tensão . . . . .	137
B.1.1	VTCD's . . . . .	137
B.1.2	Gráficos de Controle . . . . .	139
B.2	Monitoração do Desequilíbrio de Tensão . . . . .	141
B.2.1	Gráficos de Controle . . . . .	142
<b>C</b>	<b>Caso 2</b>	<b>143</b>
C.1	Monitoração da Tensão . . . . .	143
C.1.1	VTCD's . . . . .	143
C.1.2	Gráficos de Controle . . . . .	144
<b>D</b>	<b>Caso 3</b>	<b>147</b>
D.1	Monitoração da Tensão . . . . .	147
D.1.1	Gráficos de Controle . . . . .	147
D.2	Monitoração dos Desequilíbrios de Tensão . . . . .	149
D.2.1	Gráficos de Controle . . . . .	150
<b>E</b>	<b>Caso 4</b>	<b>153</b>
E.1	Monitoração da Tensão . . . . .	153
E.1.1	Gráficos de Controle . . . . .	153
E.2	Monitoração dos Desequilíbrios de Tensão . . . . .	155
E.2.1	Gráficos de Controle . . . . .	156
E.3	Monitoração da Distorção Harmônica (TDD) . . . . .	158
E.3.1	Gráficos de Controle . . . . .	159
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>162</b>



# Lista de Figuras

2.1	Exemplo de Transitório Impulsivo . . . . .	14
2.2	Exemplo de Transitório Oscilatório . . . . .	15
2.3	Exemplo de <i>Sag</i> de Tensão . . . . .	17
2.4	Exemplo de <i>Swell</i> de Tensão . . . . .	18
2.5	Exemplo de Subtensão . . . . .	19
2.6	Exemplo de Sobretensão . . . . .	20
2.7	Exemplo de Interrupção . . . . .	21
2.8	Exemplo de Distorção na Forma de Onda Causada por <i>DC Offset</i> . . . . .	22
2.9	Exemplo de Distorção na Forma de Onda Causada por Harmônicos . . . . .	22
2.10	Exemplo de Distorção na Forma de Onda Causada por Interharmônicos . . . . .	23
2.11	Exemplo de Distorção na Forma de Onda Causada por <i>Notching</i> . . . . .	24
2.12	Exemplo de Distorção da Forma de Onda Devido ao Ruído . . . . .	25
2.13	Exemplo de Flutuação de Tensão . . . . .	25
2.14	Exemplo de Desequilíbrio de Tensão . . . . .	26
2.15	Exemplo de Variação de Frequência . . . . .	27
3.1	Exemplo de Gráfico de Controle . . . . .	32
3.2	Estabelecimento de Limites para o Gráfico de Controle (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005) . . . . .	34
3.3	Fator $K$ para os Três Métodos de Cálculo Implementados . . . . .	43
3.4	Hierarquia entre Alarmes e Pré-Alarmes . . . . .	45
3.5	Exemplo de Disparo do Pré-Alarme Nível II PAII-1 e PAII-9 . . . . .	47
3.6	Exemplo de Disparo do Pré-Alarme Nível II PAII-3 . . . . .	47
3.7	Organograma do Procedimento de Construção dos Gráficos de Controle . . . . .	49
3.8	Organograma do Procedimento de Monitoração . . . . .	50
3.9	Dados de Potência Ativa Utilizada Discretizados por Hora . . . . .	52
4.1	Estrutura de um Sistema Especialista . . . . .	57
4.2	Representação Clássica de uma Carga Não Linear . . . . .	65
4.3	Diagrama de Impedâncias . . . . .	69

4.4	<i>SCVD</i> em Função do Tamanho do Forno Elétrico a Arco . . . . .	76
5.1	Caso Teste: Limites e VTCD's . . . . .	82
5.2	Tensões e Correntes Eficazes do <i>Sag</i> do caso 1 . . . . .	88
5.3	Janela Principal do Sistema Especialista . . . . .	89
5.4	Janela de Indicação da Origem no Sistema Especialista . . . . .	89
5.5	Janela Complementar do Sistema Especialista . . . . .	89
5.6	Janela de Identificação da Causa do Sistema Especialista . . . . .	89
5.7	Gráfico de Controle da Média da Fase <i>C</i> para o Caso 1 . . . . .	91
5.8	Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Fase <i>C</i> para o Caso 1 . . . . .	91
5.9	Histograma do Desequilíbrio de Tensão ( $K_2$ ) para o Caso 1 . . . . .	93
5.10	Gráfico de Controle da Média do Fator $K_2$ para o Caso 1 . . . . .	94
5.11	Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Fator $K_2$ para o Caso 1 . . . . .	94
5.12	Histograma da Distorção Harmônica ( <i>TDD</i> ) para o Caso 1 . . . . .	96
5.13	Gráfico de Controle da Média do Índice <i>TDD</i> para o Caso 1 . . . . .	97
5.14	Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Índice <i>TDD</i> para o Caso 1 . . . .	97
5.15	Gráfico de Controle da Média da Fase <i>B</i> para o Caso 2 . . . . .	101
5.16	Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Fase <i>B</i> para o Caso 2 . . . . .	101
5.17	Gráfico de Controle da Média da Fase <i>B</i> para o Caso 3 . . . . .	108
5.18	Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Fase <i>B</i> para o Caso 3 . . . . .	108
5.19	Histograma do Desequilíbrio de Tensão ( $K_3$ ) para o Caso 3 . . . . .	110
5.20	Gráfico de Controle da Média do Fator $K_4$ para o Caso 3 . . . . .	112
5.21	Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Fator $K_4$ para o Caso 3 . . . . .	112
5.22	Gráfico de Controle da Média da Tensão na Fase <i>A</i> para o Caso 4 . . . . .	117
5.23	Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Tensão na Fase <i>A</i> para o Caso 4	117
5.24	Histograma do Desequilíbrio de Tensão ( $K_4$ ) para o Caso 4 . . . . .	118
5.25	Gráfico de Controle da Média do Fator $K_4$ para o Caso 4 . . . . .	121
5.26	Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Fator $K_4$ para o Caso 4 . . . . .	121
5.27	Histograma do Índice <i>TDD</i> da Fase <i>B</i> para o Caso 4 . . . . .	122
5.28	Gráfico de Controle da Média do Índice <i>TDD</i> para a Fase <i>A</i> . . . . .	124
5.29	Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Índice <i>TDD</i> para a Fase <i>A</i> . . .	124
B.1	Interrupção Medida no Ciclo 595.876 . . . . .	137
B.2	<i>Swell</i> Medida no Ciclo 1.177.894 . . . . .	138
B.3	<i>Sag</i> Medida no Ciclo 1.814.250 . . . . .	138
B.4	Interrupção Medida no Ciclo 4.148.124 . . . . .	139
B.5	Gráfico de Controle da Média da Fase <i>A</i> para o Caso 1 . . . . .	139
B.6	Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Fase <i>A</i> para o Caso 1 . . . . .	140

B.7	Gráfico de Controle da Média da Fase $B$ para o Caso 1 . . . . .	140
B.8	Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Fase $B$ para o Caso 1 . . . . .	141
B.9	Histograma do Desequilíbrio de Tensão ( $K_3$ ) para o Caso 1 . . . . .	141
B.10	Gráfico de Controle da Média do Fator $K_3$ para o Caso 1 . . . . .	142
B.11	Gráfico de Controle do Desvio Padrão Fator $K_3$ para o Caso 1 . . . . .	142
C.1	Interrupção na Medição 49.658 . . . . .	143
C.2	<i>Sag</i> na Medição 151.188 . . . . .	144
C.3	Gráfico de Controle da Média da Fase $A$ para o Caso 2 . . . . .	144
C.4	Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Fase $A$ para o Caso 2 . . . . .	145
C.5	Gráfico de Controle da Média da Fase $C$ para o Caso 2 . . . . .	145
C.6	Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Fase $C$ para o Caso 2 . . . . .	146
D.1	Gráfico de Controle da Média da Fase $A$ para o Caso 3 . . . . .	147
D.2	Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Fase $A$ para o Caso 3 . . . . .	148
D.3	Gráfico de Controle da Média da Fase $C$ para o Caso 3 . . . . .	148
D.4	Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Fase $C$ para o Caso 3 . . . . .	149
D.5	Histograma do Desequilíbrio de Tensão ( $K_3$ ) para o Caso 3 . . . . .	149
D.6	Histograma do Desequilíbrio de Tensão ( $K_4$ ) para o Caso 3 . . . . .	150
D.7	Gráfico de Controle da Média do Fator $K_2$ para o Caso 3 . . . . .	150
D.8	Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Fator $K_2$ para o Caso 3 . . . . .	151
D.9	Gráfico de Controle da Média do Fator $K_3$ para o Caso 3 . . . . .	151
D.10	Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Fator $K_3$ para o Caso 3 . . . . .	152
E.1	Gráfico de Controle da Média da Tensão na Fase $B$ para o Caso 4 . . . . .	153
E.2	Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Tensão na Fase $B$ para o Caso 4 . . . . .	154
E.3	Gráfico de Controle da Média da Tensão na Fase $C$ para o Caso 4 . . . . .	154
E.4	Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Tensão na Fase $C$ para o Caso 4 . . . . .	155
E.5	Histograma do Desequilíbrio de Tensão ( $K_2$ ) para o Caso 4 . . . . .	155
E.6	Histograma do Desequilíbrio de Tensão ( $K_3$ ) para o Caso 4 . . . . .	156
E.7	Gráfico de Controle da Média do Fator $K_2$ para o Caso 4 . . . . .	156
E.8	Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Fator $K_2$ para o Caso 4 . . . . .	157
E.9	Gráfico de Controle da Média do Fator $K_3$ para o Caso 4 . . . . .	157
E.10	Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Fator $K_3$ para o Caso 4 . . . . .	158
E.11	Histograma do Índice $TDD$ da Fase $A$ para o Caso 4 . . . . .	158
E.12	Histograma do Índice $TDD$ da Fase $C$ para o Caso 4 . . . . .	159
E.13	Gráfico de Controle da Média do Índice $TDD$ para a Fase $B$ . . . . .	159
E.14	Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Índice $TD$ para a Fase $B$ . . . . .	160
E.15	Gráfico de Controle da Média do Índice $TDD$ para a Fase $C$ . . . . .	160

E.16 Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Índice $TDD$ para a Fase $C$ . . .	161
---	-----

# Lista de Tabelas

2.1	Categorias e Características Típica de Fenômenos Eletromagnéticos em Sistemas de Energia Elétrica (IEEE, 1995) . . . . .	12
3.1	Valores das Variáveis $d_2$ e $d_3$ (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005) . . .	36
3.2	Classificação do Processo com Respeito a sua Capacidade (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005) . . . . .	37
3.3	Limites para o Fator K . . . . .	42
3.4	Limites de TDD . . . . .	44
3.5	Formatação do Banco de Dados . . . . .	51
3.6	Probabilidade de Sorteio de VTCD's . . . . .	53
4.1	Fator de Diversidade para o Grupo A (Conversores de Potência Trifásicos)	67
4.2	Fator de Diversidade para o Grupo B (Cargas Monofásicos com Fontes Chaveadas) . . . . .	67
4.3	Fator de Diversidade para o Grupo C (Cargas Monofásicas com Fontes Chaveadas Controladas) . . . . .	67
4.4	Fator de Diversidade para o Grupo D (Cargas com Núcleo de Ferro) . . . .	67
4.5	Limites dos Índices de <i>Notching</i> . . . . .	70
4.6	Polaridade e Origem de Impulsos (JESUS, 2000) . . . . .	73
5.1	Pré-Alarmes Ativados na Fase A do Caso Teste . . . . .	83
5.2	Pré-Alarmes Ativados na Fase B do Caso Teste . . . . .	83
5.3	Pré-Alarmes Ativados na Fase C do Caso Teste . . . . .	84
5.4	Valores das Linhas dos Gráficos de Controle para o Caso 1 . . . . .	84
5.5	VTCD's Encontrados no Período de Análise do Caso 1 . . . . .	86
5.6	Pré-Alarmes Nível I Disparados para o Caso 1 . . . . .	86
5.7	Medições de Tensão Classificadas como Críticas ou Precárias para o Caso 1	87
5.8	Pré-Alarmes Nível II Disparados para o Caso 1 . . . . .	87
5.9	Pré-Alarmes Nível I dos Gráfico de Controle do S do Caso 1 . . . . .	90
5.10	Pré-Alarmes Nível II do Gráfico de Controle da $\bar{X}$ para o Caso 1 . . . . .	92
5.11	Índices de Capacidade do Processo para as Tensões do Caso 1 . . . . .	92

5.12	Pré-Alarmes Nível I de Desequilíbrio Disparados para o Caso 1 . . . . .	93
5.13	Pré-Alarmes Nível II de Desequilíbrio Disparados para o Caso 1 . . . . .	93
5.14	Pré-Alarmes Nível I e II dos Gráficos de Controle dos Desequilíbrios do Caso 1 . . . . .	95
5.15	Índices de Capacidade do Processo para o Desequilíbrio do Caso 1 . . . . .	95
5.16	Pré-Alarmes Nível II de Distorção Disparados para o Caso 1 . . . . .	96
5.17	Índices de Capacidade do Processo para o Índice $TDD$ do Caso 1 . . . . .	97
5.18	Valores das Linhas dos Gráficos de Controle para o Caso 2 . . . . .	98
5.19	VTCD's Encontrados no Período de Análise do Caso 2 . . . . .	99
5.20	Pré-Alarmes Nível I Disparados para o Caso 2 . . . . .	99
5.21	Medições de Tensão Classificadas como Críticas ou Precárias para o Caso 2	100
5.22	Pré-Alarmes Nível II Disparados para o Caso 2 . . . . .	100
5.23	Pré-Alarmes Nível I do Gráfico de Controle do $S$ para o Caso 2 . . . . .	102
5.24	Pré-Alarmes Nível II do Gráfico de Controle da $\bar{X}$ para o Caso 2 . . . . .	102
5.25	Valores das Linhas dos Gráficos de Controle para o Caso 3 . . . . .	103
5.26	Pré-Alarmes Nível I Disparados para o Caso 3 . . . . .	104
5.27	Pré-Alarmes Nível II Disparados para o Caso 3 . . . . .	105
5.28	Pré-Alarmes Nível II Disparados para o Caso 3 após Recalibração . . . . .	106
5.29	Pré-Alarmes Nível I dos Gráficos de Controle do $S$ do Caso 3 . . . . .	107
5.30	Pré-Alarmes Nível II dos Gráficos de Controle de $\bar{X}$ do Caso 3 . . . . .	108
5.31	Desequilíbrio $P(95\%)$ para o Caso 3 . . . . .	109
5.32	Pré-Alarmes Nível I de Desequilíbrio Disparados para o Caso 3 . . . . .	110
5.33	Pré-Alarmes Nível II de Desequilíbrio Disparados para o caso 3 . . . . .	111
5.34	Pré-Alarmes Nível II dos Gráficos de Controle da $\bar{X}$ para o Caso 3 . . . . .	111
5.35	Índices de Capacidade do Processo do Desequilíbrio para o Caso 3 . . . . .	111
5.36	Valores das Linhas dos Gráficos de Controle para o Caso 4 . . . . .	113
5.37	VTCD's Detectados no Período de Análise Considerando Apenas os Valores Médios . . . . .	114
5.38	VTCD's Detectados no Período de Análise Considerando Valores Máximos e Mínimos . . . . .	114
5.39	Medições de Tensão Classificadas como Críticas ou Precárias para o Caso 4	115
5.40	Pré-Alarmes Nível II Disparados para o Caso 4 . . . . .	116
5.41	Pré-Alarmes Nível I dos Gráficos de Controle da Tensão . . . . .	116
5.42	Pré-Alarmes Nível II dos Gráficos de Controle da $\bar{X}$ do Caso 4 . . . . .	118
5.43	Desequilíbrio $P(95\%)$ para o Caso 4 . . . . .	118
5.44	Pré-Alarmes Nível I de Desequilíbrio Disparados para o Caso 4 . . . . .	119
5.45	Pré-Alarmes Nível II de Desequilíbrio Disparados para o Caso 4 . . . . .	120



5.46	Pré-Alarmes Nível I dos Gráficos de Controle para o Caso 4 . . . . .	120
5.47	Pré-Alarmes Nível II dos Gráficos de Controle de $\bar{X}$ para o Caso 4 . . . . .	120
5.48	Índices de Capacidade do Processo do Desequilíbrio para o Caso 4 . . . . .	121
5.49	Percentis de 95% do Índice $TDD$ para o Caso 4 . . . . .	122
5.50	Pré-Alarmes Nível I para os Gráficos de Controle para o Caso 4 . . . . .	125
5.51	Pré-Alarmes Nível II dos Gráficos de Controle de $\bar{X}$ do Caso 4 . . . . .	125
5.52	Índices de Capacidade do Processo para o Índice $TDD$ . . . . .	125
A.1	Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Superior a 69kV ou Inferior a 230KV . . . . .	133
A.2	Pontos de Conexão em Tensão Nominal Superior a 1kV ou Inferior a 69KV	133
A.3	Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Superior a 1kV (220/127)	134
A.4	Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Superior a 1kV (380/220)	134
A.5	Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Superior a 1kV (254/127)	134
A.6	Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Superior a 1kV (440/220)	134
A.7	Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Superior a 1kV (208/120)	134
A.8	Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Superior a 1kV (230/115)	135
A.9	Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Superior a 1kV (240/120)	135
A.10	Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Superior a 1kV (220/110)	135



# Abreviaturas e Siglas

<i>A</i>	Ampère;
<i>ANEEL</i>	Agência Nacional de Energia Elétrica;
<i>ANSI</i>	<i>American National Standards Institute</i> ;
<i>CEQ</i>	Controle Estatístico de Qualidade;
<i>CV</i>	Cavalos Vapor;
<i>FP</i>	Fator de Potência;
<i>hz</i>	Hertz;
<i>IA</i>	Inteligência Artificial;
<i>IEC</i>	<i>International Electrotechnical Commission</i> ;
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> ;
<i>K</i>	Fator de Desequilíbrio;
<i>min</i>	Minutos;
<i>PAC</i>	Ponto de Acoplamento Comum;
<i>ProDist</i>	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica;
<i>p.u.</i>	por unidade;
<i>rms</i>	<i>Root Mean Square</i> (valor eficaz);
<i>s</i>	segundos;
<i>S</i>	Desvio Padrão;
<i>SE</i>	Sistema Especialista;
<i>QEE</i>	Qualidade de Energia Elétrica;
<i>TDD</i>	<i>Total Demand Distortion</i> ;
<i>THD</i>	<i>Total Harmonic Distortion</i> ;
<i>V</i>	Volts;
<i>VTCD</i>	Variação de Tensão de Curta Duração;
$\overline{X}$	Média;



# Notação

$A_N$	Área do Corte de Tensão;
$DCR$	Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica;
$DRP$	Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária;
$e$	Tensão Instantânea entre Fases;
$FA$	Fator de Atenuação;
$FA_h$	Fator de Atenuação para a ordem $h$ ;
$FD$	Fator de Diversidade;
$FD_h$	Fator de Diversidade para ordem $h$ ;
$h$	Ordem das harmônicas;
$I_d$	Corrente Contínua do Conversor;
$I_h$	Corrente harmônica de ordem $h$ ;
$I_{h(n)}$	Corrente harmônica de ordem $h$ com $n$ cargas conectadas em paralelo;
$I_h^1$	Corrente harmônica de ordem $h$ injetada pela carga $i$ ;
$L_L$	Indutância por fase de Linha;
$L_S$	Indutância por fase de Curto Circuito do Sistema;
$L_t$	Indutância por fase de Comutação;
$t_N$	Duração do Corte de Tensão;
$V_N$	Área do Corte de Tensão;
$\rho$	relação entre a indutância total e a indutância comum do sistema;



# Capítulo 1

## Introdução

*Todos nós somos um mistério para os outros ... e para nós mesmos.*

*Érico Veríssimo*

### 1.1 Considerações Gerais

Os setores industriais e comerciais estão cada vez mais dependentes do insumo energia elétrica, por consequência exigem uma melhor qualidade deste produto. O nível adequado da qualidade da energia fornecida a uma instalação industrial ou comercial é aquele que permite ao consumidor operar ou administrar sua empresa com a máxima eficiência. Ou seja, as alterações na tensão, corrente, potência ou outra característica do sistema de energia não devem causar interrupções ou diminuição do potencial de produção ou comercialização do consumidor.

Além do nível inadequado de tensão e das interrupções sustentadas no fornecimento de energia, os principais eventos que prejudicam a qualidade da energia são os fenômenos de qualidade de energia. Os distúrbios de qualidade que causam maiores prejuízos são as variações de tensão de curta duração (VTCD's, *sag*, *swell* e interrupção rápida) e a distorção harmônica. Conforme Eurelectric (2003), os prejuízos financeiros decorrentes da falta de qualidade de energia elétrica podem chegar a 1,5% do Produto Interno Bruto (PIB) de um país.

A maioria dos estudos sobre problemas de qualidade de energia relata como mais apropriadas aquelas soluções localizadas na própria instalação do consumidor (JESUS, 2000). Deste modo, se justifica o desenvolvimento de ferramentas para identificação dos agentes que causam distúrbios de qualidade de energia, avaliação do problema e análise das possíveis soluções. Todavia, a simples identificação dos problemas é um recurso ineficiente, portanto deve-se buscar meios para a detecção não só das situações críticas (alarmes), mas também das situações inadequadas que antevêm preventivamente problemas maiores

(pré-alarmes).

Além das questões internas da própria unidade consumidora sobre o problema de qualidade de energia elétrica (cargas não lineares, sensibilidade da instalação aos distúrbios e variações de regime permanente), existem também questões externas, como a responsabilidade da distribuidora com os requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica fornecida, e as questões regulatórias.

Atualmente no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) verifica a qualidade de atendimento das concessionárias através de indicadores de continuidade. Os indicadores de continuidade globais regulamentados são o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), enquanto que os indicadores de continuidade individuais são o DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora), FIC (Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora) e o DMIC (Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora). As metas destes indicadores a serem observados pelas concessionárias são estabelecidas nos Contratos de Concessão com a ANEEL, como revisões periódicas. Caso estes índices não sejam cumpridos são aplicadas penalidades às concessionárias (ARANHA NETO, 2006).

Segundo o presidente da ANEEL, Jerson Kelman, a agência estuda implementar um método de cálculo das tarifas diferenciadas entre clientes de uma mesma distribuidora dentro de uma mesma faixa de tensão: "Estamos estudando se o nível de qualidade do atendimento pode ou não ser importante para definição da tarifa", diz. Dois novos critérios estão em estudo na ANEEL, no primeiro, consumidores de áreas com serviços inferiores pagariam tarifa menor. No segundo, deveria haver uma universalização dos serviços, ou seja, qualidade idêntica para todos os consumidores (GLOBO, 2007).

Como exemplo, Kelman cita que no Rio de Janeiro, em regiões ricas, onde a população teve capacidade de influência nos investimentos da concessionária, como em Copacabana e Ipanema, o nível de qualidade do fornecimento é maior do que em áreas pobres, como Belford Roxo (UOL, 2007). Logo, se todo o sistema de distribuição tivesse a qualidade de fornecimento das áreas mais ricas, a tarifa aumentaria para todos os consumidores. Entretanto, se as diferenças entre níveis de qualidade fossem reconhecidas, haveria tarifas diferenciadas de acordo com o nível de qualidade (FOLHA, 2007).

Desta forma, com a possibilidade do aumento do número de consumidores com tarifas diferenciadas (atualmente, a ANEEL estabelece cobrança diferenciada de acordo com o nível de tensão), de acordo com o nível de qualidade de energia elétrica, as instalações sensíveis poderiam solicitar contratos diferenciados para receberem um insumo de acordo com suas características e necessidades. O atual critério de avaliação da qualidade de energia utilizado pela ANEEL baseia-se apenas na indisponibilidade do fornecimento (duração e



frequência das interrupções) e na conformidade da tensão, através da avaliação dos valores máximos e mínimos. Para os demais quesitos de qualidade de energia elétrica (distorção harmônica, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, etc.) são estipulados limites a serem observados. Entretanto, determinados consumidores podem necessitar, além de uma maior disponibilidade (confiabilidade), de uma melhor qualidade do produto energia elétrica, com limites de distorção harmônica mais rígidos, por exemplo.

Assim, a monitoração da qualidade de energia elétrica não seria necessária apenas para definir o atual nível de qualidade de fornecimento, mas também seria uma necessidade contínua do consumidor e da concessionária para assegurar o cumprimento dos índices, indicadores, limites e outras características dos contratos diferenciados estipulados entre consumidores, concessionárias e órgão regulador.

Logo, o procedimento proposto por esta dissertação se justifica tanto por questões técnicas, de acompanhamento do desempenho da energia elétrica fornecida para a instalação, como também por questões contratuais, como ferramenta de controle em contratos diferenciados de qualidade de fornecimento.

Esta dissertação foi concebida e desenvolvida para aplicações em consumidores industriais e comerciais. Neste sentido foi criado um banco de dados simulando características de uma unidade industrial, onde se verificou e comprovou a eficiência do sistema de monitoração implementado para diferentes intervalos entre medições. Após, analisou-se a aplicação do sistema em dois casos reais. Pela indisponibilidade da medição de dados em consumidores industriais ou comerciais, aplicou-se o sistema desenvolvido para banco de dados com medições reais realizadas em duas diferentes universidades.

## 1.2 Objetivos da Dissertação

### 1.2.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem o objetivo principal de desenvolver um procedimento de monitoração dos indicadores de desempenho da qualidade de energia elétrica utilizando-se de dados de medição de diferentes analisadores de qualidade de energia elétrica, com o propósito de auxiliar no processo de tomada de decisão para melhoria da qualidade de energia elétrica dos consumidores industriais e comerciais.

### 1.2.2 Objetivos Secundários

Esta dissertação tem como objetivos secundários:

- Verificar a aplicação das técnicas de Controle Estatístico de Qualidade para monitoração dos indicadores de desempenho da qualidade de energia elétrica;

- Propor Alarmes e Pré-alarmes para identificar situações reais críticas ou inadequadas nos requisitos de qualidade do produto energia elétrica;
- Implementar um método de Gestão da Monitoração da Qualidade de Energia que permita, de modo simples, acompanhar as variações das características ou indicadores sob análise;
- Desenvolver regras para classificar o consumidor sob monitoração como agente poluidor ou não, dos fenômenos de qualidade de energia detectados pelos analisadores de qualidade;
- Comparar o método proposto com as exigências de qualidade de energia estipuladas pelo órgão regulador brasileiro, ANEEL, através dos Procedimentos de Distribuição.

### 1.3 Estrutura do Trabalho

Esta dissertação está dividida em seis capítulos, mantendo uma seqüência lógica e coerente. Este primeiro capítulo, de Introdução, além de uma visão geral sobre a importância da monitoração da qualidade de energia elétrica, justifica o trabalho e apresenta os objetivos, principal e secundários, desta dissertação.

No Capítulo 2, Qualidade de Energia Elétrica, faz-se uma revisão das definições de qualidade de energia elétrica, citam-se os principais motivos do aumento do interesse das concessionárias, agências reguladoras, consumidores e área acadêmica sobre o assunto qualidade de energia. Também apresentam-se os fenômenos de qualidade de energia elétrica com suas definições, principais características e limites segundo legislação ou recomendações de normas nacionais e internacionais.

No Capítulo 3, Controle Estatístico de Qualidade, são apresentados os conceitos de Controle Estatístico de Qualidade e a ferramenta de controle estatístico utilizada, os Gráficos de Controle. Também faz-se um breve resumo sobre monitoração de qualidade de energia elétrica, com foco principal na monitoração da tensão, desequilíbrio de tensão e distorção harmônica de corrente. O procedimento de monitoração desenvolvido é dividido em dois módulos, um de detecção e análise dos Alarmes e Pré-alarmes e outro para identificação da provável causa dos distúrbios ou variações de regime permanente. Ao final do Capítulo 3, é feito um detalhamento do primeiro módulo do procedimento desenvolvido, o Módulo de Monitoração dos Índices de desempenho da qualidade de energia elétrica.

O Capítulo 4, Sistema Especialista para Identificação das Causas dos Problemas de QEE, é dedicado ao segundo módulo do procedimento desenvolvido. Além de uma breve revisão sobre os conceitos e aplicações dos Sistemas Especialistas, é apresentada a base

de conhecimento utilizada para criação das regras de produção do Sistema Especialista desenvolvido.

No Capítulo 5, Aplicações e Resultados, apresenta-se o resultado da aplicação do procedimento de monitoração desenvolvido para bancos de dados virtuais e reais que contêm medições de tensão, corrente e potência de analisadores de qualidade de energia.

Por fim, no Capítulo 6, Conclusões, são apresentadas e discutidas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.



## Capítulo 2

# Qualidade de Energia Elétrica

*A preguiça é a mãe do progresso. Se o homem não tivesse preguiça de caminhar, não teria inventado a roda.*

*Mário Quintana*

Neste capítulo apresenta-se o estado da arte sobre qualidade de energia elétrica. Inicialmente buscam-se definições de qualidade de energia, bem como, o porquê do aumento do interesse neste tema. Na sequência são apresentados e classificados os principais eventos, sejam distúrbios ou variações em regime permanente, que caracterizam problemas de qualidade de energia, de acordo com as normas internacionais, principalmente a IEEE (1995) e a IEEE (1992) e a norma nacional através dos Procedimentos da Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) ANEEL (2007). Para cada fenômeno de qualidade de energia elétrica são citados as principais causas e seus efeitos no sistema de energia e nas cargas conectadas ao sistema.

As definições aqui apresentadas serão utilizadas nos próximos capítulos para a implementação do sistema de monitoração. No capítulo seguinte as características abordadas no capítulo atual serão usadas na detecção dos distúrbios e variações em regime permanente, e no capítulo 3, na busca da provável fonte ou evento causador dos fenômenos de qualidade de energia elétrica.

### 2.1 Definições de Qualidade de Energia Elétrica

Conforme citado em Eurelectric (2003) o produto energia elétrica tem uma característica própria, a sua qualidade, que além de depender dos elementos de produção, depende também da forma como é usada a cada instante pelos vários equipamentos dos diversos consumidores.

Golkar (2004) ao responder o que é qualidade de energia, diz que a resposta envolve as formas de onda das tensões e correntes senoidais, a presença de sinais harmônicos nas

tensões das barras e nas correntes de carga, como também a presença de picos e quedas momentâneas de tensão e outros distúrbios. Porém, a melhor definição de qualidade de energia é o abastecimento das tensões do sistema de modo que o consumidor possa utilizar a energia elétrica do sistema de distribuição satisfatoriamente, sem interferências e interrupções.

Para Gosbell (2002) a falta de qualidade de energia elétrica (QEE) é o nome dado ao conjunto de distúrbios que atingem os sistemas elétricos. É também o estudo das causas, efeitos e controle dos distúrbios que se propagam no sistema de energia elétrica.

Para Kennedy (2000), a definição de qualidade de energia é uma questão de perspectiva. Para os agentes de geração, a qualidade de energia se refere à capacidade de produzir energia à frequência fundamental (60 Hz no Brasil), com a menor variação possível. No nível de transmissão e distribuição, QEE diz respeito à variação entre  $\pm 5\%$  da tensão nominal. Para economistas e comerciantes, energia é um produto e qualidade de energia é uma medida da qualidade deste produto. Para o consumidor final, qualidade de energia elétrica são as características de tensão, corrente e potência que não causem falha ou operação inadequada dos equipamentos.

Dugan et al. (2002) cita que as definições de qualidade de energia elétrica são várias. Uma concessionária pode definir QEE como confiabilidade e deste modo demonstrar através de dados estatísticos que o sistema é 99,98% confiável. Este é um critério usual das agências reguladoras. Para uma indústria, qualidade de energia são as características do sistema que permitem aos equipamentos o seu correto funcionamento. Estas características variam de acordo com os critérios adotados.

Historicamente, segundo Kennedy (2000), qualidade de energia elétrica e confiabilidade são sinônimos. Mesmo que os blecautes e "quedas de energia" atinjam em um único evento mais consumidores, estes representam apenas 4,7% do total de distúrbios que ocorrem em um sistema de energia. Os eventos de curta duração que alteram a tensão correspondem a 95,3%.

Para Lakervi e Holmes (1995) confiabilidade é um fator essencial para a qualidade do fornecimento. Os principais fatores para se definir a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica são a frequência das interrupções, a duração de cada interrupção e o número de consumidores que deixaram de receber eletricidade devido às interrupções.

No Brasil, segundo entendimento da ANEEL (2007), a qualidade de energia elétrica engloba tanto a qualidade de produto quanto a qualidade de serviço. A primeira está relacionada aos fenômenos de qualidade de energia (conformidade), enquanto a segunda diz respeito à confiabilidade, através de indicadores de continuidade.

Qualidade de energia elétrica, assim como a qualidade de outros produtos é difícil de ser quantificada. Na verdade, existem padrões para tensão e outros critérios técnicos men-

suráveis. Porém, a medida final de qualidade de energia é determinada pela performance e produtividade dos equipamentos do consumidor final. Deste modo, se a energia elétrica é inadequada para o consumidor, há falta de QEE (DUGAN et al., 2002).

Segundo o mesmo autor, os sistemas de corrente alternada são projetados para operar com tensão senoidal, com frequências e magnitudes definidas. Qualquer variação na magnitude, frequência ou forma de onda é um potencial problema de qualidade de energia elétrica.

Gosbell (2002) cita que os principais parâmetros das tensões da energia elétrica (magnitude, frequência, forma de onda, desequilíbrio) se alteram à medida que novas cargas são conectadas e/ou desconectadas. Estas variações de carga, afetam os parâmetros de tensão e, caso medidas corretivas não sejam tomadas, podem ocorrer situações, principalmente de curto prazo e/ou de frequência, em que a tensão de fornecimento constitua um obstáculo para o funcionamento adequado de algum equipamento. Estas características da tensão são usualmente definidas como qualidade de energia.

Dugan et al. (2002) afirma que os agentes de geração, transmissão e distribuição possuem controle sobre a qualidade da tensão do sistema de energia, contudo não possuem controle sobre as correntes drenadas pelos consumidores. Desta forma, os padrões de QEE têm o objetivo de manter a tensão de fornecimento dentro de determinados limites. Ainda assim, mesmo que a tensão fornecida pelos geradores seja quase que perfeitamente senoidal, a corrente ao passar por uma impedância do sistema pode causar uma variedade de distúrbios na tensão. A corrente resultante de um curto circuito causa um afundamento na magnitude da tensão ou a sua completa ausência. Correntes elétricas provenientes de descargas atmosféricas ao fluírem pelo sistema de energia causam impulsos de alta tensão que muitas vezes queimam a isolação de dispositivos. Correntes distorcidas pelos harmônicos produzidos pelas cargas não lineares também distorcem a forma de tensão à medida que fluem pelas impedâncias do sistema.

No Brasil, de acordo com Dias, Casa e Telló (2007), o consumidor industrial, via de regra, não possui conhecimento sobre a influência da qualidade de energia no processo produtivo. Este consumidor considera a eletricidade um insumo e exige da concessionária um produto com excelente qualidade, que não interfira no seu processo produtivo.

Kennedy (2000) afirma que eventos naturais ou causados pela ação humana em sistemas de energia elétrica podem ser fontes ou iniciam eventos que causam alterações na qualidade de energia elétrica. Estes eventos causados pela natureza ou pela ação humana são chamados de "eventos poluidores". Dentre os eventos poluidores podemos citar ações do próprio sistema elétrico, as cargas não lineares, as conexões elétricas e os sistemas de aterramento. Como fontes dos eventos poluidores incluem-se os sistemas de iluminação, dispositivos eletrônicos e motores elétricos.

Existem quatro grandes razões para o aumento do interesse da qualidade de energia elétrica nos últimos anos (DUGAN et al., 2002):

1. Novas tecnologias implementadas nos sistemas de geração. O controle microprocessado e os dispositivos de eletrônica de potência são mais sensíveis às variações na qualidade que os equipamentos utilizados no passado;
2. O aumento da eficiência no sistema como um todo faz crescer o número de aplicações que reduzem perdas, como equipamentos com alta eficiência, dispositivos de controle de velocidade de motores e a instalação de banco de capacitores para a correção do fator de potência. Este fato tem como consequência um aumento nos níveis de harmônicos nos sistemas de energia, trazendo consigo preocupações sobre os impactos futuros da capacidade dos sistemas;
3. Os consumidores estão mais conscientes sobre o assunto qualidade de energia, desafiando as empresas do setor elétrico a melhorarem o nível de qualidade da energia fornecida aos consumidores;
4. Muitos sistemas, não só elétricos, estão interconectados em rede. Processos integrados significam que uma falha em um componente tem maiores consequências.

Para Melhorn e McGranaghan (1995a); (1995b) o uso de equipamentos mais sensíveis a distúrbios, tanto pelos consumidores como pelos produtores do sistema de energia, tem aumentado o interesse pela qualidade de energia. Outro fator que contribui para as discussões na área de QEE, é que os problemas em uma peça ou equipamento gera um problema cada vez mais severo, tendo em vista o contínuo aumento das interconexões entre a rede de energia e os processos industriais.

De acordo com Golkar (2004), o aumento do interesse das distribuidoras de energia elétrica ocorreu devido à desregulamentação, onde há a possibilidade destas empresas ofertarem produtos e serviços diferenciados uma das outras. Uma maneira de vencer a concorrência é oferecer aos clientes índices de QEE melhores que as demais. Por outro lado, Godoy, Pinto e Junior (2007) destacam que o interesse no tema qualidade de energia deve-se, primordialmente, a razões econômicas, visto que o empobrecimento da QEE, ou seja, a ocorrência de distúrbios, gera aos consumidores prejuízos significativos.

Atualmente os equipamentos elétricos já são projetados para aceitarem pequenas variações nas características da energia elétrica, para seu correto funcionamento. Desta forma, o que define o nível adequado de qualidade de energia elétrica é o nível que resultará no funcionamento correto do equipamento elétrico (KENNEDY, 2000).

Com o aumento do interesse em qualidade de energia é necessário um melhor desenvolvimento e aprimoramento dos padrões correspondentes. O uso cada vez maior de



equipamentos eletrônicos sensíveis, o aumento de aplicações que se utiliza de dispositivos não lineares para a melhoria da eficiência de energia, os avanços das desregulamentações e o crescimento dos sistemas elétricos complexos e interconectados, contribuem para a necessidade de padrões de qualidade de energia. Os padrões definem limites de tensão e corrente que equipamentos eletrônicos sensíveis podem tolerar (DUGAN et al., 2002).

Conforme Kennedy (2000), as concessionárias necessitam dos padrões e normas para definir o quanto de distorção da forma de onda de tensão em seus sistemas é aceitável, devido aos harmônicos produzidos pelos seus consumidores, com as suas cargas não lineares. Consumidores finais necessitam dos padrões que limitam não só os distúrbios elétricos produzidos pela concessionária, mas também os harmônicos gerados por outros consumidores.

Este mesmo autor concorda que a desregulamentação aumenta a necessidade de padrões, visto que os agentes que causam problemas de qualidade de energia, devam ser responsabilizados por determinados problemas. Em relação aos sistemas de energia, à medida que eles ficam mais malhados, contratos baseados em padrões ou normas se fazem necessários para proteger a parte que sofre com os problemas de energia. Estes padrões também permitem às concessionárias disponibilizarem diferentes níveis de serviço de qualidade de energia.

## 2.2 Fenômenos de Qualidade de Energia Elétrica

Nesta dissertação um fenômeno de qualidade de energia é uma ação ou distúrbio que produz resultados indesejados para a carga conectada ao sistema. Um problema de qualidade de energia é um conjunto destes eventos. A característica do fenômeno de qualidade de energia identifica o tipo de problema de qualidade de energia elétrica. A natureza da variação dos componentes básicos da forma do sinal (tensão, corrente e frequência) identifica o tipo de problema de qualidade de energia (KENNEDY, 2000).

O IEEE, através da norma 1159-1995 (práticas recomendadas na monitoração da qualidade de energia elétrica), classifica os fenômenos eletromagnéticos observados na qualidade de energia elétrica. Esta classificação é apresentada na tabela 2.1.

Para Melhorn e McGranaghan (1995a), (1995b), Jesus et al. (2001) e Golkar (2004) as variações de qualidade de energia que podem causar problemas em cargas sensíveis dividem-se em dois grupos básicos: distúrbios e variações em regime permanente. O primeiro é detectado quando ocorrem anomalias na tensão ou corrente, tais como tensões transitórias e variações na tensão eficaz. O segundo, que inclui distorção harmônica e variações normais na tensão eficaz, são monitorados a todo o instante, e causam problemas ao ultrapassarem limites técnicos.

Tabela 2.1: Categorias e Características Típica de Fenômenos Eletromagnéticos em Sistemas de Energia Elétrica (IEEE, 1995)

Categorias	Espectro típico	Duração típica	Tensão típica (p.u.)
1.0 Transitórios			
1.1 Impulsivos			
1.1.1 Nanossegundos	5ns ascensão	< 50ns	
1.1.2 Microssegundos	1μs ascensão	50ns – 1ms	
1.1.3 Milissegundos	0,1ms ascensão	> 1ms	
1.2 Oscilatórios			
1.2.1 Baixa Frequência	< 5 kHz	0,3 – 50ms	0 - 4 p.u.
1.2.2 Média Frequência	5 – 500 kHz	20μs	0 - 8 p.u.
1.2.3 Alta Frequência	0,5 – 5 MHz	5μs	0 - 4 p.u.
2. Variações de Curta Duração			
2.1 Instaneas			
2.1.1 Sag (Afundamento)		0,5 - 30 ciclos	0,1 - 0,9 p.u.
2.1.2 Swell (Elevação)		0,5 - 30 ciclos	1,1 - 1,8 p.u.
2.2 Momentâneas			
2.2.1 Interrupção		0,5 ciclos - 3s	< 0,1 p.u.
2.2.2 Sag (Afundamento)		30 ciclos - 3s	0,1 - 0,9 p.u.
2.2.3 Swell (Elevação)		30 ciclos - 3s	1,1 - 1,4 p.u.
2.3 Temporárias			
2.3.1 Interrupção		3s - 1 min	< 0,1 p.u.
2.3.2 Sag (Afundamento)		3s - 1 min	0,1 - 0,9 p.u.
2.3.3 Swell (Elevação)		3s - 1 min	1,1 - 1,2 p.u.
3. Variações de Longa Duração			
3.1 Interrupção Sustentada		> 1 min	0,0 p.u.
3.2 Subtensão		> 1 min	0,8 - 0,9 p.u.
3.3 Sobretensão		> 1 min	1,1 - 1,2 p.u.
4. Desequilíbrio de Tensão		Estado Estacionário	0,5 - 2%
5. Distorção da Forma de Onda			
5.1 DC Offset		Estado Estacionário	0 - 0,1 %
5.2 Harmônicas		Estado Estacionário	0 - 20 %
5.3 Interharmônicas		Estado Estacionário	0 - 2 %
5.4 Notching (Corte de Tensão)		Estado Estacionário	
5.5 Ruído		Estado Estacionário	0 - 1 %
6. Flutuação de Tensão		Intermitente	0,1 - 7 %
7. Variação de Frequência		< 10s	

Resumidamente, os principais distúrbios de energia elétrica são (IEEE, 1995):

- Sobreensões transitórias (transório impulsivo e transório oscilatório);
- Oscilações de tensão (*sag*, ou afundamento de tensão, *swell*, ou elevação de tensão, sobreensões, subensões e interrupções);
- Distorções de forma de onda (*DC offset*, harmônicos, interharmônicos, *notching* e ruído);
- Flutuação de tensão;
- Desequilíbrios de tensão;
- Variações de frequência.

No Brasil, o *sag* também é definido como afundamento de tensão, enquanto que o *swell* é conhecido por elevação de tensão. As Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD's), que incluem além dos afundamentos e elevações de tensão, as interrupções, são classificadas em dois grupos, em função da duração dos eventos: Variação Momentânea de Tensão e Variação Temporária de Tensão. Quando o distúrbio possui duração superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos, a variação será classificada como Momentânea. Por sua vez, se durar mais de três segundos e inferior ou igual a um minuto a variação será classificada como Temporária (ANEEL, 2007).

### 2.2.1 Sobreensões Transitórias

De acordo com Dugan et al. (2002), o termo transitório é usado comumente para definir a mudança em uma variável que desaparece durante a transição de um estado de operação estável para outro. Outro sinônimo para o termo transitório utilizado em engenharia elétrica é para denotar um evento que é indesejado e momentâneo por natureza.

Segundo Collinson (2001), os transitórios são desvios momentâneos indesejados na tensão de fornecimento ou na corrente de carga. Para Kennedy (2000), os transitórios são caracterizados por um repentino aumento ou diminuição da tensão ou corrente. Deste modo é consenso que em qualidade de energia elétrica, transitório refere-se a um aumento ou diminuição repentino na tensão ou corrente, que frequentemente se dissipam rapidamente. Os transitórios se caracterizam como fenômenos de alta frequência, pois apresentam componentes de tensão acima da frequência fundamental (DUGAN et al., 2002).

As principais características de um evento de alta frequência, segundo Aldabó (2001) são: picos no nível de tensão; conteúdo de energia (área compreendida pelo sinal); a razão

de mudança da tensão com o tempo (tempo de subida  $dv/dt$ ); ângulo de fase (local da ocorrência na senóide); e frequência de ocorrência.

As principais fontes de distúrbios de alta frequência são raios, chaveamento de cargas, operação de relés e contadores e chaveamento de capacitores para correção do fator de potência (ALDABÓ, 2001). Para Eurelectric (2003), vários eventos podem causar sobretensões transitórias, entre eles, operação de chaves e fusíveis e ocorrência de descargas atmosféricas nas proximidades da rede elétrica.

Clement e Michaud (1993) afirmam que em redes de baixa tensão, onde operações de chaveamento não são comuns, o número de sobretensões transitórias produzidas por operações na rede são em número muito menor do que as sobretensões transitórias devido a eventos atmosféricos.

Existem basicamente dois tipos de transitórios, o impulsivo e o oscilatório, conforme descrito a seguir.

### Transitório Impulsivo

Um transitório impulsivo é uma mudança repentina no estado permanente da tensão, corrente ou ambas, sem alteração da frequência, com polaridade unidirecional (DUGAN et al., 2002)(IEEE, 1995). A causa mais comum são descargas atmosféricas.

Transitórios normalmente são caracterizados pelo tempo de subida e descida, mas também podem ser caracterizados pelo seu conteúdo espectral. Por exemplo, um transitório impulsivo de  $1,5 \times 40\mu s 3000V$ , representa um impulso que inicia em zero até o valor de pico de  $3000V$  em  $1,5\mu s$ , e então decai até a metade deste valor máximo em  $40\mu s$ . Os componentes resistivos dos sistemas de transmissão e distribuição amortecem as correntes transitórias (DUGAN et al., 2002).

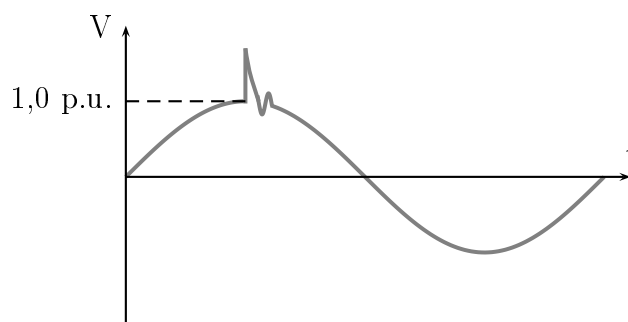


Figura 2.1: Exemplo de Transitório Impulsivo

Por ser um fenômeno de alta frequência, o formato do transitório impulsivo pode mudar rapidamente devido aos componentes do circuito, e até mesmo possuir caracte-

rísticas significativamente diferentes ao ser observado em posições distintas do sistema de energia. Na maioria dos casos, as sobretensões transitórias não são conduzidas para longe do ponto onde tiveram origem, entretanto, em alguns casos podem ser conduzidas por distâncias consideráveis, pelas linhas de transmissão. Transitórios impulsivos podem excitar as frequências naturais dos circuitos do sistema e assim, produzir transitórios oscilatórios (DUGAN et al., 2002).

Os principais problemas causados pelas correntes devido a transitórios impulsivos são: elevação do potencial de terra local (em relação a outros pontos de terra) em vários kilovolts e introdução de altas tensões nos condutores fase, quando as correntes passam pelos cabos a caminho da terra. Outros impactos podem ser falhas em transformadores, em pára-raios e danos a equipamentos dos consumidores devido à reflexão na baixa tensão. Uma opção para resolver os problemas devido a transitórios impulsivos é a instalação de filtros (HAFNER, 2006).

### Transitório Oscilatório

Um transitório oscilatório é uma mudança repentina no estado permanente da tensão, correntes ou ambas, sem alteração da frequência, que inclui polaridades positiva e negativa (DUGAN et al., 2002). A causa mais comum é o chaveamento de capacitores para a correção do fator de potência. Deste modo, para o IEEE (1995), um transitório oscilatório consiste na rápida mudança de polaridade da tensão ou corrente, conforme ilustrado na Figura 2.2

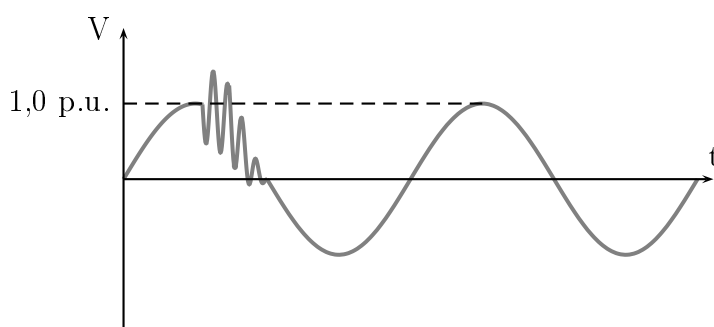


Figura 2.2: Exemplo de Transitório Oscilatório

Os transitórios oscilatórios são caracterizados por suas durações, magnitudes e conteúdos espectrais (predominantemente frequência) (DUGAN et al., 2002). Ao contrário dos transitórios impulsivos, os oscilatórios não decaem rapidamente, tendo duração típica entre 0,5 e 3 ciclos (KENNEDY, 2000).

Transitórios oscilatórios com componente de frequência principal maior que 500 kHz e uma duração típica mensurada em microssegundos (ou alguns ciclos da frequência prin-

cipal) são considerados transitórios de alta frequência. Para estes a causa principal é a resposta do sistema local a um transitório impulsivo. O sinal irradiado pode atingir equipamentos eletrônicos sensíveis. Por sua vez, um transitório com frequência principal entre 5 e 500 kHz com duração medida em décimos de microssegundos (ou alguns ciclos da frequência fundamental) é denominada transitório de média frequência (DUGAN et al., 2002).

Transitórios com componente de frequência principal menor do que 5 kHz, e duração de 0,3 a 50 milissegundos, são considerados transitórios de baixa frequência. Esta categoria de fenômenos é frequentemente encontrada nos sistemas de subtransmissão e distribuição e são causados por vários tipos de eventos. O mais freqüente é a energização de bancos de capacitores, o qual normalmente resulta em transitórios oscilatórios de tensão com frequência principal entre 300 e 900 Hz. A magnitude máxima pode aproximar-se de 2,0 p.u., mas os valores típicos são entre 1,3 e 1,5 p.u., com duração entre 0,5 e 3 ciclos, dependendo do amortecimento do sistema (DUGAN et al., 2002).

Transitórios oscilatórios com frequência fundamental menor do que 300 Hz podem também ser encontrados em sistemas de distribuição. São geralmente associados com ferroressonância e energização de transformadores. Transitórios envolvendo capacitores em série podem também enquadrar-se nesta categoria. Estes ocorrem quando o sistema responde por ressonância, com os componentes de baixa frequência das correntes drenadas pelos transformadores (segunda e terceira harmônicas) ou quando condições não usuais resultam em ferroressonância (DUGAN et al., 2002).

Aldabó (2001) relata que as indutâncias inseridas nas linhas de distribuição, normalmente são filtros otimizados naturais para este tipo de evento.

### 2.2.2 Oscilações de Tensão

As oscilações de tensão são divididas de acordo com o tempo de duração dos distúrbios. As oscilações de tensão que possuem duração menor que um minuto são consideradas variações de tensão de curta duração. Estas variações ainda são subdivididas em instantâneas (de 0,5 até 30 ciclos da frequência fundamental), momentâneas (de 30 ciclos a 3 segundos) e temporárias (de 3 segundos a 1 minuto). Estas durações são intencionalmente correlacionadas com os tempos de operação dos dispositivos de proteção. Os fenômenos que se enquadram nestas classificações são as interrupções, *sags* e *swells* (IEEE, 1995).

As oscilações de tensão com duração maior que 1 minuto são variações de tensão de longa duração. Incluem-se os fenômenos interrupção sustentada, sobreensões e subtenções (IEEE, 1995).

Conforme a ANEEL (2007) estes eventos são caracterizados pela magnitude, duração e frequência de ocorrência.

## Sags

Segundo as definições do IEEE (1995), *sag* é o decréscimo para valores entre 0,1 e 0,9 p.u. da tensão nominal, com tempo entre meio ciclo, da frequência fundamental, e 1 minuto.

Para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), este evento caracteriza-se pela redução, momentânea para valores abaixo de 90% da tensão nominal de operação (ANEEL, 2007).

Os *sags* são denominados *dip* pela International Electrotechnical Commission (IEC) (IEEE, 1995). No Brasil, segundo ANEEL (2007) este evento é denominado afundamento de tensão.

A magnitude do *sag* é expressa como uma porcentagem do valor nominal. Por exemplo, um *sag* de tensão de 60%, refere-se a uma diminuição da tensão para 0,6 p.u. do seu valor nominal (IEEE, 1995).

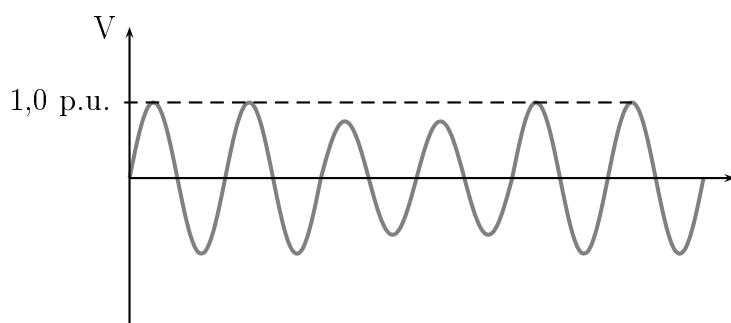


Figura 2.3: Exemplo de *Sag* de Tensão

De acordo com Dugan et al. (2002) os *sags* de tensão são causados por falhas no sistema, energização de grandes cargas ou partida de motores. Certas faltas no sistema de energia causam *sags* de tensão até o momento que a proteção atue. Por exemplo, uma falta devido ao condutor estar em contato com a terra. Enquanto a falha persistir, devido à alta corrente drenada, a tensão no alimentador diminuirá (*sag* de tensão). Porém quando a proteção atuar e eliminar a falta, a tensão voltará ao seu valor normal.

Os *sags*, devido à energização de grandes cargas e partida de motores ocorrem devido à corrente drenada por estas cargas, que afundam o sinal de tensão por curtos períodos. O tempo de duração do distúrbio depende do tamanho da carga e da impedância da fonte (DUGAN et al., 2002).

De acordo com Kennedy (2000), comparados aos outros distúrbios de energia elétrica, que afetam consumidores industriais e comerciais, os *sags* de tensão ocorrem com mais frequência.

Dugan et al. (2002) cita ainda que os *sags* de tensão diminuem a energia entregue ao consumidor e causam falhas em equipamentos sensíveis, tais quais, falhas em computadores e outros dispositivos eletrônicos, bem como paradas e aquecimento em motores. As soluções para este distúrbio de energia são equipamentos de proteção das cargas sensíveis.

### Swells

Conforme IEEE (1995) *swell* é a elevação da tensão para valores entre 1,1 e 1,8 p.u. da tensão nominal, por um período de tempo entre meio ciclo, da frequência fundamental, e 1 minuto.

Os termos saltos de tensão e sobretensão momentânea também são usados para chamar este tipo de distúrbio, entretanto a ANEEL (2007) define este evento como elevação de tensão.

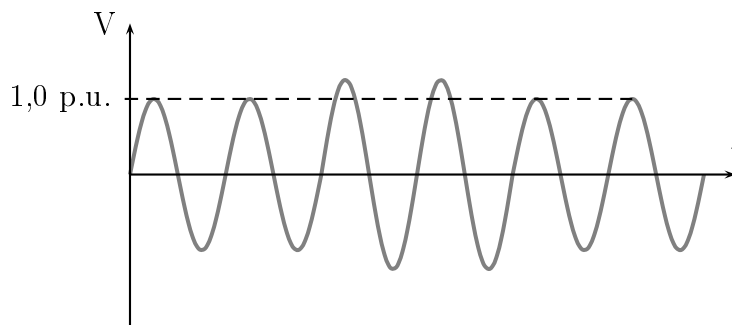


Figura 2.4: Exemplo de *Swell* de Tensão

Assim como os *sags*, os *swells* também podem ser causados por faltas no sistema. Entretanto os *swells* são menos frequentes que os *sags*. Um *swell* pode ocorrer devido às faltas monofásicas entre fase e terra, resultado de um acréscimo de tensão temporário nas fases que não estão sob falta. Outras causas de *swells* são o desligamento de grandes cargas e a energização de grandes bancos de capacitores (DUGAN et al., 2002).

O aumento de energia provocado por um *swell* frequentemente sobreaquece equipamentos e diminui a vida útil destes. A severidade destes distúrbios durante uma condição de falta depende da localização da falta, impedância do sistema e aterramento (KENNEDY, 2000).

### Subtensão

Subtensão, assim como o *sag*, de acordo com Dugan et al. (2002) é a diminuição da tensão eficaz para menos de 0,9 p.u. da tensão nominal, entretanto a duração do evento é maior do que 1 minuto.



Conforme o mesmo autor, algumas vezes, subtensões são chamadas de "queda de energia" e são reconhecidas pelos consumidores pelo escurecimento da iluminação e a diminuição da velocidade de motores. Entretanto, este termo não é técnico nem preciso, devendo ser evitado.

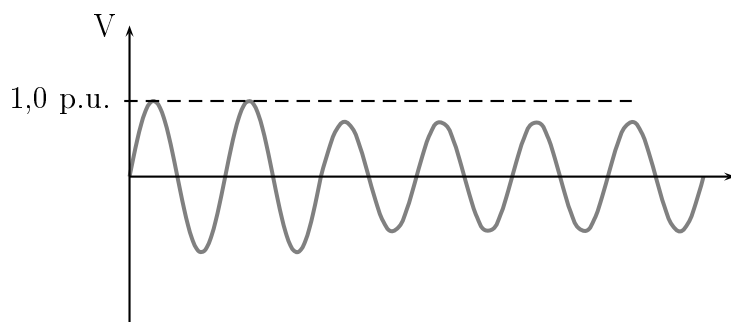


Figura 2.5: Exemplo de Subtensão

Kennedy (2000) afirma que caso ocorra uma demanda muito grande de energia, devido a condições atmosféricas adversas, frio intenso ou dias muito quentes, por exemplo, ou a perda de linhas de transmissão importantes, podem ocorrer subtensões. Nas instalações de um consumidor, a sobrecarga pode causar subtensões para este consumidor. Algumas concessionárias podem causar propositalmente subtensões, como uma política de despacho, para diminuir a demanda de energia.

Para Dugan et al. (2002), subtensões são: o resultado de eventos de chaveamento, instalações mal dimensionadas, taps incorretos de transformadores, reguladores de tensão desajustados ou sobrecarga não intencional na rede elétrica. A ligação de uma grande carga ou o desligamento de grandes bancos de capacitores podem causar subtensões, até que o equipamento de regulação de tensão faça com que a tensão retorne aos seus valores normais.

A subtensão causa problemas para equipamentos que necessitem de tensão de alimentação constante. Este tipo de distúrbio causa operação errática de equipamentos ou baixa performance dos equipamentos. Nos motores faz com que drenem mais corrente, operando com aquecimento excessivo e diminuindo a eficiência de operação (ALDABÓ, 2001). Por isto, os valores limites de tensão adequada, tensão precária e tensão crítica, são regulamentados pelo órgão regulador brasileiro através da Resolução ANEEL N°505/2000.

### Sobretensão

Sobretensão é a elevação do valor de tensão eficaz acima de 1,1 p.u. do valor nominal com duração maior do que 1 minuto (IEEE, 1995).

As causas das sobretensões, de acordo com Dugan et al. (2002) são o resultado dos eventos de chaveamento que são opostos aos eventos que causam subtensões. A sobretensão resulta da baixa regulação no sistema elétrico, de um regulador desajustado, de taps incorretos de transformadores ou da flutuação de cargas.

Kennedy (2000) afirma que o maior causador de sobretensões é o chaveamento de capacitores. Além disso, em condições de carga leve, principalmente durante a madrugada, onde a maioria da carga é de iluminação, também podem ocorrer sobretensões em sistemas de alta tensão, quando associados a grande quantidade de capacitores ligados.

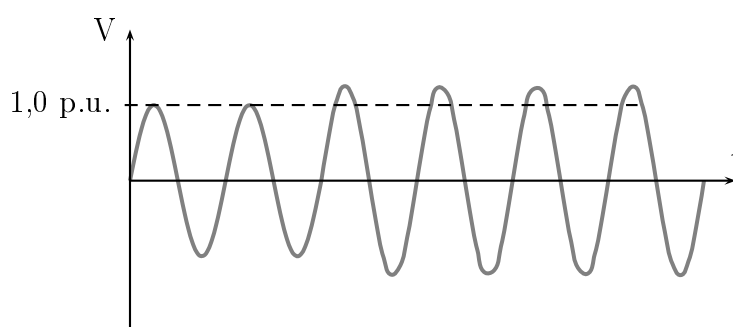


Figura 2.6: Exemplo de Sobretensão

Dugan et al. (2002) cita que as sobretensões diminuem a vida útil dos filamentos das lâmpadas, bem como a vida útil de motores. Este evento também pode causar falhas em equipamentos sensíveis. Soluções para os distúrbios de sobretensão incluem o uso de indutores durante a condição de carga leve e correta seleção dos taps dos transformadores. Desta forma se justifica a classificação dos níveis de tensão conforme a Resolução ANEEL N° 505/2000.

## Interrupções

Interrupção é a redução da tensão ou corrente de carga para valores abaixo de 0,1 p.u. dos valores nominais (IEEE, 1995). A ANEEL (2000a) define interrupção como a descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora ou ponto de conexão.

Segundo Dugan et al. (2002), as interrupções instantâneas e momentâneas são devido às falhas no sistema de energia e se originam da atuação dos dispositivos de proteção após a ocorrência da falta ou sobrecarga. Em circuitos onde há a presença de religadores automáticos, o tempo de duração da interrupção é o mesmo dos dispositivos envolvidos, aproximadamente 30 ciclos da frequência fundamental.

As durações de interrupções devido a outras faltas dependem das condições específicas

do circuito e do evento que causou a falha. Dentre estas outras, pode-se incluir falhas em equipamentos ou mau funcionamento de controladores (SOUZA, 2002).

De acordo com IEEE (1995) as interrupções sustentadas são, na maioria das vezes, permanentes por natureza e necessitam assim da ação humana para a restauração da tensão.

As interrupções sustentadas podem ser causadas por faltas no sistema de energia ou devido à programação de serviços da concessionária ou do próprio consumidor (DUGAN et al., 2002).

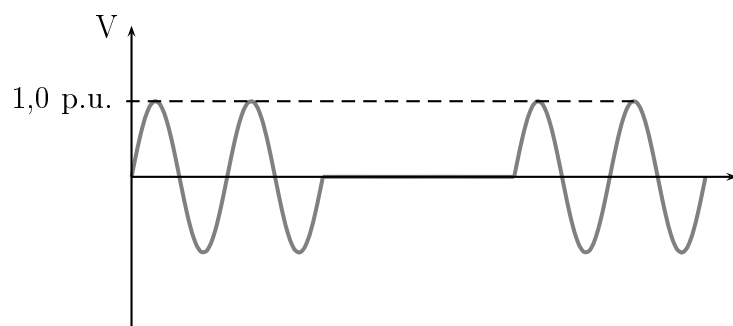


Figura 2.7: Exemplo de Interrupção

O termo interrupção no contexto de monitoração da qualidade de energia elétrica não possui relação com a confiabilidade ou outro serviço estatístico contínuo. O termo é empregado especificamente com respeito à ausência de tensão por longos períodos de tempo (DUGAN et al., 2002).

### 2.2.3 Distorções de Forma de Onda

A distorção na forma de onda é definida pelo IEEE (1995) como um desvio do estado permanente do sinal senoidal da frequência fundamental. Este distúrbio é caracterizado pelo conteúdo espectral do desvio.

A distorção na forma de onda é causada devido à utilização de cargas não lineares, onde a corrente instantânea não varia linearmente em relação à tensão aplicada. Carga não linear é uma parte de um equipamento ou ferramenta que aumenta e reduz o seu consumo de eletricidade a todo o momento de forma não linear. Exemplos de cargas não lineares são as fontes chaveadas de computadores, lâmpadas fluorescentes e conversores estáticos de potência (ALDABÓ, 2001).

Segundo IEEE (1995) e Dugan et al. (2002), existem cinco tipos principais de distorções de forma de onda: *DC offset*, harmônicos, interharmônicos, *notching* e ruído.

### DC Offset

A presença de tensão contínua ou corrente contínua (CC) em um sistema de energia de corrente alternada (CA) é denominado *DC offset*. Este tipo de fenômeno pode ser causado por um distúrbio geomagnético ou devido a assimetrias entre conversores eletrônicos de potência (IEEE, 1995). Este distúrbio é caracterizado pela assimetria em relação ao zero das senóides de tensão e/ou corrente.

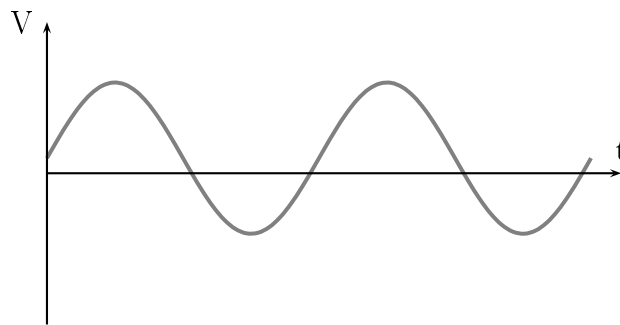


Figura 2.8: Exemplo de Distorção na Forma de Onda Causada por *DC Offset*

A presença de corrente contínua pode causar erosão eletrolítica dos eletrodos de aterramento e conexões. Outro efeito da presença de *DC offset* é a possível saturação de transformadores, que resulta em perdas adicionais e redução da vida útil (DUGAN et al., 2002).

### Harmônicos

Conforme o IEEE (1995) os harmônicos são sinais senoidais de tensão ou corrente com a frequência múltipla inteira da frequência fundamental. Estes sinais se somam com a forma de onda da tensão ou corrente fundamental e as distorcem.

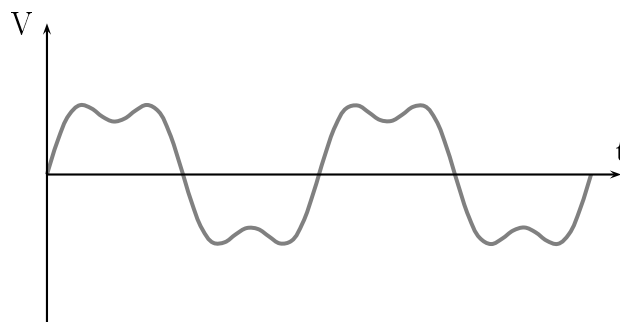


Figura 2.9: Exemplo de Distorção na Forma de Onda Causada por Harmônicos

Para a ANEEL (2007), as distorções harmônicas são fenômenos associados com deformações nas formas de onda das tensões e correntes, em relação à onda senoidal da frequência fundamental.

A grande maioria dos equipamentos eletrônicos são fontes de correntes harmônicas. Quando as correntes harmônicas atingem uma magnitude suficiente, ocorre a interação com o subsistema de distribuição e com outras cargas vizinhas. A simples presença de harmônicas em uma instalação não representa um problema, a preocupação é quando estas harmônicas interagem com o sistema de distribuição, causando distorções e perdas na tensão (ALDABÓ, 2001).

As tensões e correntes harmônicas possuem efeito prejudicial em equipamentos da concessionária e dos consumidores. Alguns exemplos de problemas são o aquecimento e vibração excessivos em motores; aquecimento e ruídos excessivos em transformadores; erros de frequência; nível de tensão elevado entre neutro e terra; campos magnéticos significativos na vizinhança de transformadores e disjuntores; interferência telefônica; falhas de capacitores e abertura indesejada de fusíveis, entre outros (DUGAN et al., 2002).

### Interharmônicos

Os interharmônicos diferem das harmônicas pois a frequência do sinal de tensão ou corrente não é um múltiplo inteiro da frequência fundamental. Originam-se em cargas com forma de corrente não periódicas na frequência fundamental, tais quais os fornos a arco e cicloconvertidores (IEEE, 1995).

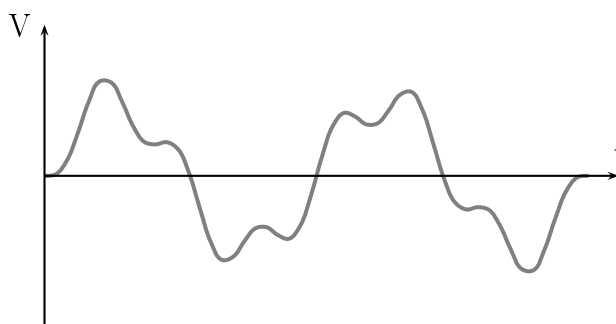


Figura 2.10: Exemplo de Distorção na Forma de Onda Causada por Interharmônicos

Os interharmônicos normalmente são resultantes de conversores de potência e na maioria das vezes não são constantes, pois variam com a carga. As correntes interharmônicas podem excitar as ressonâncias do sistema de energia, caso uma das várias componentes de frequência destas correntes interharmônicas coincida com a frequência natural do sistema (DUGAN et al., 2002).

## Notching

O IEEE (1995) define o *notching* como um distúrbio periódico na tensão, causado pela operação normal de fontes de alimentação eletrônica, quando a corrente é comutada de uma fase para a outra. Este fenômeno também é conhecido como cortes na tensão (JESUS et al., 2004).

Estes cortes ocorrem quando a corrente comuta de uma fase para outra em conversores trifásicos contínuos. Esta comutação causa um curto circuito momentâneo entre as fases, fazendo com que a tensão instantânea tenda a zero. A severidade do corte depende das impedâncias envolvidas no circuito (IEEE, 1992).

Como este distúrbio ocorre continuamente, pode ser caracterizado pelo espectro harmônico da tensão afetada. Entretanto, normalmente, ele é tratado como um caso especial. Os componentes de frequência associados podem ser tão altos, que os medidores comumente utilizados para análise harmônica, não podem medi-los (DUGAN et al., 2002).

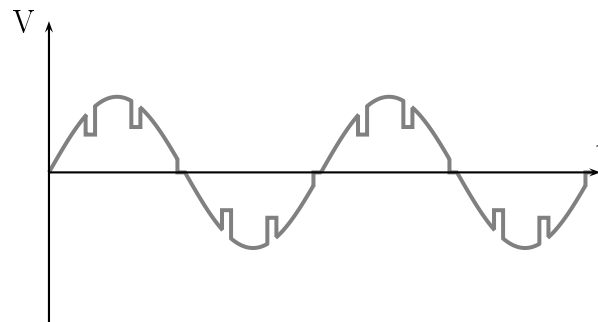


Figura 2.11: Exemplo de Distorção na Forma de Onda Causada por *Notching*

## Ruído

Conforme o IEEE (1995) o ruído é um sinal elétrico de baixa tensão indesejado, com conteúdo espectral menor que 200 kHz, sobreposto à forma de onda da tensão ou corrente fundamental, ocorrendo em condutores fase, neutro ou de sinal. Este tipo de ruído pode ser transmitido tanto pelo ar como por fios metálicos.

Kennedy (2000) cita que o ruído pode ser provocado por dispositivos eletrônicos, circuitos de controle, equipamentos a arco, cargas com retificadores a estado sólido, fontes de tensão chaveadas, linhas de alta tensão, partida de grandes motores, estações de rádio e TV ou lâmpadas fluorescentes.

Os problemas causados por ruídos, segundo Dugan et al. (2002), podem ser aumentados caso o sistema de aterramento seja impróprio, levando o ruído para outras partes

do sistema. O ruído pode degradar equipamentos de telecomunicação e danificar equipamentos eletrônicos.

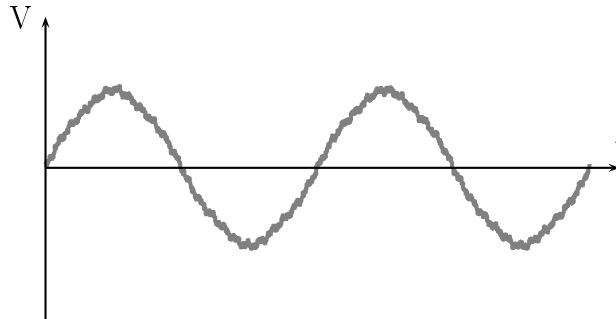


Figura 2.12: Exemplo de Distorção da Forma de Onda Devido ao Ruído

Existem duas formas de resolver o distúrbio chamado ruído elétrico. Uma solução é eliminar a fonte deste ruído elétrico. A outra solução, é diminuir ou interromper a transmissão do ruído elétrico. Por exemplo, equipamentos e painéis de serviço podem ser aterrados em um ponto comum, eliminando assim o ruído devido aos enlaces de terra (KENNEDY, 2000).

#### 2.2.4 Flutuação de Tensão

Conforme (IEEE, 1995) flutuações de tensão são variações sistemáticas no contorno da forma de onda de tensão ou uma série de mudanças aleatórias na tensão, cuja magnitude não ultrapasse os valores de 0,9 e 1,1 p.u.

A ANEEL (2007) define flutuação de tensão como uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor da tensão eficaz.

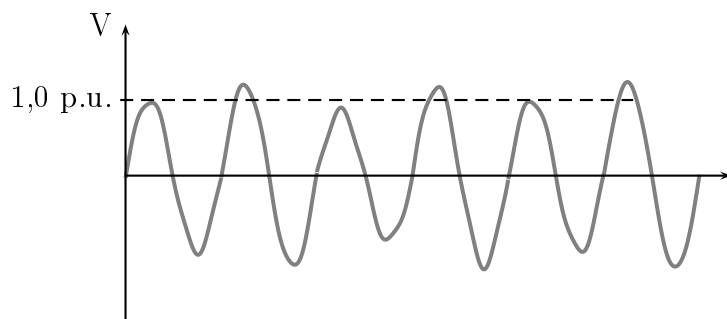


Figura 2.13: Exemplo de Flutuação de Tensão

O maior problema causado pelas flutuações de tensão é o incômodo causado pela cintilação luminosa nos equipamentos do consumidor, que possui os pontos de iluminação

alimentados em baixa tensão. Este fenômeno de cintilação luminosa, constatado através da impressão visual, é denominado de *flicker*. Ou seja, flutuação de tensão é um fenômeno eletromagnético, enquanto que o *flicker* é o resultado indesejado da flutuação de tensão em algumas cargas (DUGAN et al., 2002).

As flutuações de tensão são caracterizadas pelos seus valores eficazes expressos em relação à tensão fundamental. Por sua vez, a cintilação luminosa é medida com respeito à sensibilidade do olho humano. Magnitudes eficazes da ordem 0,5% e frequências na faixa de 6 a 8 Hz já são nitidamente sentidas pelo olho humano (DUGAN et al., 2002). Segundo Souza (2002), quando cíclicas, a frequência máxima das flutuações de tensão é 25 Hz.

As flutuações de tensão podem ser causadas por grandes cargas que variam no tempo de forma sistemática ou aleatória. Segundo Hafner (2006), qualquer carga que tem variações significativas na corrente, especificamente a componente reativa, podem causar este distúrbio. Os principais causadores de flutuações de tensão citados por Dugan et al. (2002) nos sistemas de distribuição e transmissão são os fornos a arco.

### 2.2.5 Desequilíbrio de Tensão

Para ANEEL (2007), o desequilíbrio de tensão é o fenômeno associado a alterações nos padrões trifásicos do sistema de distribuição. Tanto para a ANEEL (2007) como para o IEEE (1995), o desequilíbrio de tensão é a razão entre magnitude de tensão de sequência negativa (rms) pela magnitude de tensão de sequência positiva (rms). Por outro lado, este distúrbio freqüentemente é definido como o máximo desvio da média das tensões ou correntes trifásicas, divididas pela média das tensões ou correntes das três fases, expressas em porcentagem (HAFNER, 2006).

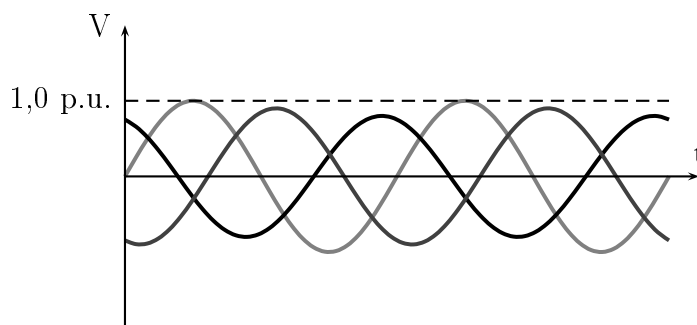


Figura 2.14: Exemplo de Desequilíbrio de Tensão

Segundo Dugan et al. (2002) a principal causa do desequilíbrio de tensão é a distribuição não uniforme das cargas monofásicas no sistema trifásico. Defeitos em banco de capacitores, como a queima de fusíveis de uma fase de um banco trifásico, também podem



causar assimetrias. Outras possíveis causas são contatos e conexões oxidados ou transformadores com impedâncias diferentes entre fases. Segundo o IEEE (1995) os desequilíbrios de tensão severos, maiores que 5%, podem ser oriundos de uma única fase.

Muitos equipamentos, especialmente motores, podem tolerar desbalanço de tensão da ordem de 2%. Desequilíbrios maiores que 2% causam sobreaquecimento de motores e transformadores. Isto porque a corrente desbalanceada em um dispositivo indutivo, como um motor ou transformador, varia com o cubo da tensão desbalanceada aplicada aos terminais. Outro possível efeito dos desequilíbrios de tensão são erros de disparo em tiristores de equipamentos eletrônicos (KENNEDY, 2000).

Hafner (2006) afirma que a qualidade no fornecimento de energia, idealizada pela concessionária, é prejudicada pelo desbalanço de carga. Desta forma, alguns consumidores têm em seu fornecimento de energia um desequilíbrio de tensão, o qual se manifesta de três formas distintas: amplitudes diferentes; assimetria nas fases e assimetria conjunta de amplitudes e fases. Destas, apenas a primeira, é frequentemente evidenciada no sistema elétrico.

### 2.2.6 Variações de Freqüência

Dugan et al. (2002) define variação de freqüência como o distúrbio onde ocorre a variação da freqüência fundamental do sistema de energia.

Segundo ANEEL (2007) o sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo, devem em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. As instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a freqüência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de 30 segundos após sair desta faixa, quando ocorrem distúrbios no sistema de distribuição, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-oferta.

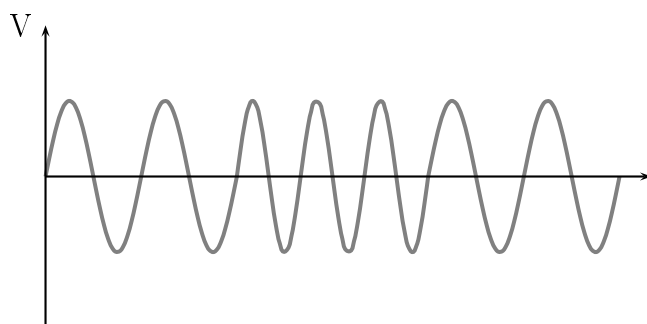


Figura 2.15: Exemplo de Variação de Freqüência

A frequência fundamental do sistema é diretamente proporcional à velocidade rotacional dos geradores do sistema, no caso do sistema brasileiro, 60 Hz. Assim, ocorrem pequenas variações na frequência devido ao balanço dinâmico entre mudanças de carga e geração (DUGAN et al., 2002).

Segundo Hafner (2006), a duração e a magnitude das variações de frequência dependem essencialmente do desequilíbrio ocorrido, da característica dinâmica da carga e do tempo de resposta do sistema de geração às variações de demanda.

As principais causas deste tipo de distúrbio podem ser a má regulação de velocidade em um gerador local, falta em um grande sistema de energia ou grandes blocos de energia sendo desconectados (IEEE, 1995).

Conforme o IEEE (1995) este fenômeno é de mais fácil ocorrência em pequenos sistemas de geração, onde a conexão de grandes cargas tende a frear algum gerador, que possua um regulador de frequência com tempo de resposta não rápido o suficiente para corrigir a rotação. Em sistemas de grande porte este distúrbio é de difícil ocorrência pela existência de um grande número de geradores operando em paralelo.

## 2.3 Conclusões do Capítulo

As definições dos fenômenos de qualidade de energia elétrica, bem como as suas principais características citadas neste capítulo permitem que nos próximos capítulos seja apresentado o sistema de monitoração desenvolvido nesta dissertação, que não busca apenas detectar os distúrbios e variações em regime permanente, mas também situações críticas ou inadequadas nos requisitos de qualidade do produto energia elétrica e também indicar a provável fonte ou evento que causa os fenômenos de qualidade de energia.

## Capítulo 3

# Controle Estatístico de Qualidade e Monitoração da QEE

*Procure ser um homem de valor, em vez de ser um homem de sucesso.*

*Albert Einstein*

Neste capítulo se apresenta o Módulo de Monitoração dos Índices de desempenho da qualidade de energia elétrica desenvolvido. Inicialmente é feita uma introdução sobre controle estatístico de qualidade e da ferramenta utilizada neste estudo, os gráficos de controle. Além da definição de ambos são apresentados os procedimentos e equações de controle estatístico utilizados. Em seguida, os propósitos e objetivos da monitoração de qualidade de energia. Também apresentam-se os indicadores, índices e limites apropriados, abordados nesta dissertação, para a monitoração da tensão, do desequilíbrio de tensão e da distorção harmônica.

Após esta revisão teórica, apresenta-se a metodologia utilizada para aplicação dos conceitos e técnicas do controle estatístico de qualidade na monitoração da qualidade de energia elétrica, bem como os alarmes e pré-alarmes criados para identificar situações reais críticas ou inadequadas. Por fim, apresentam-se os dados e os procedimentos usados para a criação de um banco de dados artificial que simula a memória de massa de um analisador de qualidade de energia.

### 3.1 Controle Estatístico de Qualidade

De acordo com Costa, Epprecht e Carpinetti (2005) a qualidade de um serviço ou produto está ligada ao atendimento das necessidades do consumidor com este serviço ou produto. Por questões econômicas, nem sempre é necessário alcançar a melhor qualidade para atender aos anseios dos consumidores. Deste modo, o nível de qualidade aceitável

de um produto ou serviço está relacionado ao quanto é possível se obter de qualidade e dos custos envolvidos, para se obter este nível de qualidade.

Segundo Bravo (1984), a qualidade é resultante de uma combinação de características de engenharia e fabricação, que determinam o grau de satisfação do consumidor com o produto ou serviço. Esta definição, segundo o mesmo autor, evidencia o consumidor como elemento determinante do nível de qualidade ideal. A qualidade final do produto ou serviço é uma combinação de qualidade de projeto, qualidade de conformação e qualidade de desempenho.

A definição de qualidade de projeto está ligada à tolerância, ou seja, às variações aceitáveis entre produtos admissíveis, já previstas no projeto (BRAVO, 1984). A tolerância estabelece a faixa de variação admissível para uma dimensão (LOURENÇO FILHO, 1964). A qualidade de conformação é a relação entre os bens produzidos e suas especificações. Por fim, a qualidade de desempenho é a capacidade do item desempenhar sua função satisfatoriamente com um custo aceitável (BRAVO, 1984).

O início formal do controle estatístico de processo deu-se por volta de 1924, através de Walter A. Shewhart, que desenvolveu e aplicou os gráficos de controle nos laboratórios da Bell Telephone (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005).

O controle estatístico da qualidade busca avaliar a qualidade de conformação, e se divide em controle de produção e inspeção da qualidade. O primeiro é realizado durante o processo de produção, atuando para que as especificações sejam atendidas. A principal ferramenta para esta atuação são os gráficos de controle, procedimentos simples e eficientes de acompanhamento do processo (BRAVO, 1984). A inspeção da qualidade é realizada no produto ou serviço já finalizado com o intuito de verificar se as especificações foram atendidas (LOURENÇO FILHO, 1964).

As diferenças entre as duas ferramentas, além do momento de execução, são os diferentes objetivos entre as técnicas. Com os gráficos de controle busca-se controlar a qualidade através de informações que permitem alterar o processo, resultando em um bem final de maior qualidade. A inspeção da qualidade tem o objetivo de classificar, aceitar ou não, os produtos e serviços. Assim se obtêm as probabilidades de aceitação dos lotes para o nível de qualidade determinado (BRAVO, 1984).

Todo processo de fabricação apresenta variação entre os bens produzidos. Estas variações implicam em variações na qualidade dos produtos. Esta variabilidade se deve a fatores aleatórios e a fatores não aleatórios. A expressão variabilidade do processo está relacionada com as diferenças entre as unidades produzidas. Caso as diferenças entre as peças sejam significativas, a variabilidade do processo é grande, sendo esta diferença de fácil observação. Caso contrário, a variabilidade sendo pequena, se torna difícil a visualização das diferenças entre os produtos (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005).

A variabilidade devido a fatores aleatórios diz respeito à variabilidade natural do processo, fruto de muitas pequenas perturbações, comumente chamada de causas aleatórias (BRAVO, 1984). O conjunto destes pequenos distúrbios deixa de ser desprezível, sendo responsável por alterações nas características do produto. Esta variação faz parte do processo, e é inevitável (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005).

Quando ocorrem perturbações maiores, mais significativas, é dito que as variações não são aleatórias. Estas, chamadas de causas especiais, ocorrem devido a causas identificáveis e que afetam a qualidade. Ao ocorrerem variações não aleatórias, as causas devem ser identificadas, analisadas e removidas, evitando-se perdas de qualidade de energia. A influência, rápida e crescente, destas perturbações no processo exige pronta ação corretiva. A ocorrência destes eventos, mesmo sendo indesejáveis, quando contribui para a melhoria da qualidade permite o aperfeiçoamento do processo (LOURENÇO FILHO, 1964).

Para garantir a qualidade dos produtos e serviços, o processo deve apenas sofrer de distúrbios aleatórios, pois muito provavelmente, as especificações serão atendidas. Um processo produtivo está sob controle quando a variação da qualidade do produto não ocorre devido a causas identificáveis e o nível de qualidade deste processo é aceitável. Caso contrário, o processo está fora de controle (BRAVO, 1984).

O controle estatístico de qualidade pode ser efetuado tanto por variáveis como por atributos. Na primeira, o controle do processo ou a inspeção do produto é realizado através de características qualitativas mensuráveis, como peso ou dimensão. No segundo caso, os bens ou serviços são classificados apenas como possuidores ou não de determinado atributo qualitativo. A classificação mais comum por atributos é em itens defeituosos e itens conformes (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005).

Este presente trabalho buscar estender a aplicação do Controle Estatístico de Qualidade para abranger, além da monitoração do processo, a detecção e sinalização de alarmes e pré-alarmes das variáveis sob controle, ou seja, do índices de desempenho da qualidade da energia elétrica.

### 3.1.1 Gráficos de Controle

O gráfico de controle é a ferramenta que permite o acompanhamento rápido e eficiente se o processo está ou não sob controle estatístico. De modo geral, todos os gráficos de controle se baseiam na distribuição normal (DINIZ, 2001). Os gráficos de controle constituem um instrumento de diagnóstico da existência ou não de controle (LOURENÇO FILHO, 1964), e podem ser aplicados na monitoração e controle da qualidade de energia elétrica (BRANCHER; COELHO, 2008), (BRANCHER; COELHO; COELHO, 2008).

O procedimento para construção de um gráfico de controle, segundo Lourenço Filho (1964) é o seguinte:

1. Em abscissas, marca-se o número das amostras, sempre seguindo a ordem cronológica, para assim possibilitar a associação ao tempo;
2. Em ordenadas, marca-se o valor observado da característica sobre controle. Nesta escala existem três importantes linhas: a linha central (LM), o limite superior de controle (LSC) e o limite inferior de controle (LIC).

Na Figura 3.1 apresenta-se um exemplo de gráfico de controle da média. Observa-se claramente que o nona amostra está fora da região de controle do gráfico, representando que o processo está fora de controle estatístico de qualidade.

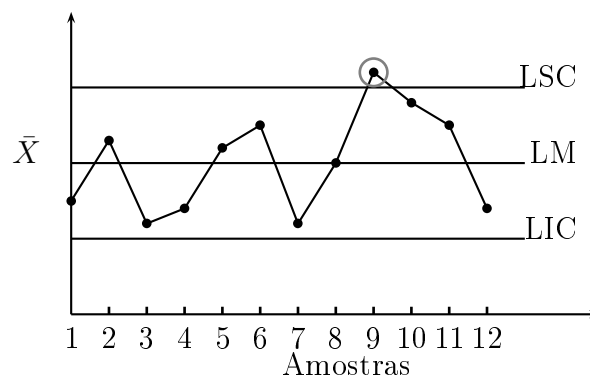


Figura 3.1: Exemplo de Gráfico de Controle

Os três gráficos básicos normalmente usados para o controle de variáveis são o da média ( $\bar{X}$ ), do desvio padrão (S) e da amplitude (R). O gráfico da média compara a média das amostras com o valor alvo. Os gráficos do desvio padrão e da amplitude buscam analisar a dispersão das amostras em relação ao valor médio. Pela simplicidade de cálculo e satisfatórios resultados, o gráfico de amplitude é mais utilizado do que o gráfico do desvio padrão (DINIZ, 2001). Entretanto, segundo Bravo (1984), para amostras relativamente grandes, maiores que 10 elementos, a amplitude perde a sua eficiência na estimativa do desvio padrão populacional. Nestes casos, é recomendado estimar o desvio padrão populacional através da média dos desvios padrão amostrais, em vez da amplitude média.

Lourenço Filho (1964) alerta que as amostras devem ser formadas de modo que, dentro de cada amostra as variações devem ser atribuídas apenas a causas aleatórias. Entretanto, ao comparar duas amostras as variações devem ser devido a causas especiais.

Os gráficos de controle da média e amplitude ( $\bar{X}$  e R) são utilizados para monitorar processos cuja característica de qualidade de interesse é uma grandeza mensurável (tensão, por exemplo). O monitoramento é realizado através da análise de amostras periódicas (a cada intervalo de tempo retira-se uma amostra para análise). Para cada amostra calcula-se a média e a amplitude amostral (diferença entre o maior e o menor valor) dos valores

medidos. Estes valores das diversas amostras são marcados, respectivamente, nos gráficos da média e amplitude (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005).

De modo geral, para um determinado gráfico de controle, quanto maior o tamanho da amostra, menor a probabilidade de não ser detectada uma alteração no processo (BRAVO, 1984). Deste modo, o tempo da monitoração implicará na maior ou menor capacidade de armazenamento das informações.

As linhas dos gráficos de controle (linha central, limite superior e limite inferior) são definidas com base na média e no desvio padrão da distribuição da variável com o processo sujeito apenas a causas aleatórias. A média deve sempre coincidir com o valor alvo da variável, por exemplo, a tensão nominal da rede. Os limites de controle do gráfico de controle são usualmente estabelecidos a três desvios padrão da média ("limites de 3 sigma").

Os limites de controle com três desvios padrão de afastamento em relação a linha média foram propostos por Shewhart, que se baseou no seguinte lema: "se o processo estiver em controle, evite ajustes desnecessários, que só tendem a aumentar a sua variabilidade". Com a abertura de três desvios padrão, enquanto o processo estiver sob controle, raramente um ponto cairá fora da região de ação do gráfico, o que seria indicação para intervir em um processo em controle (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005).

Quando os parâmetros (média e desvio padrão) forem desconhecidos é necessário calcular estimativas destes parâmetros. Lourenço Filho (1964), de modo resumido, define em cinco passos o processo de estimativa dos parâmetros:

1. Deve-se fixar o tamanho da amostra e o número mínimo de amostras. De cada amostra calcula-se a média e amplitude (ou desvio padrão);
2. Calcula-se o valor médio das médias das amostras, e define-se este valor como a linha central;
3. Calcula-se a média das amplitudes (ou dos desvios padrões) e definem-se os limites inferiores e superiores do gráfico da média;
4. Marcar os valores encontrados no passo 1. Se forem encontrados pontos fora da região de controle, eliminam-se esses pontos e recalcula-se a nova média e os limites;
5. O gráfico final obtido constitui a norma de controle, e permite o acompanhamento do processo.

O procedimento é o mesmo para a construção do gráfico de controle da amplitude, desvio padrão ou outra medida de variabilidade. O fluxograma na Figura 3.2 resume o processo de definição dos limites dos gráficos de controle.

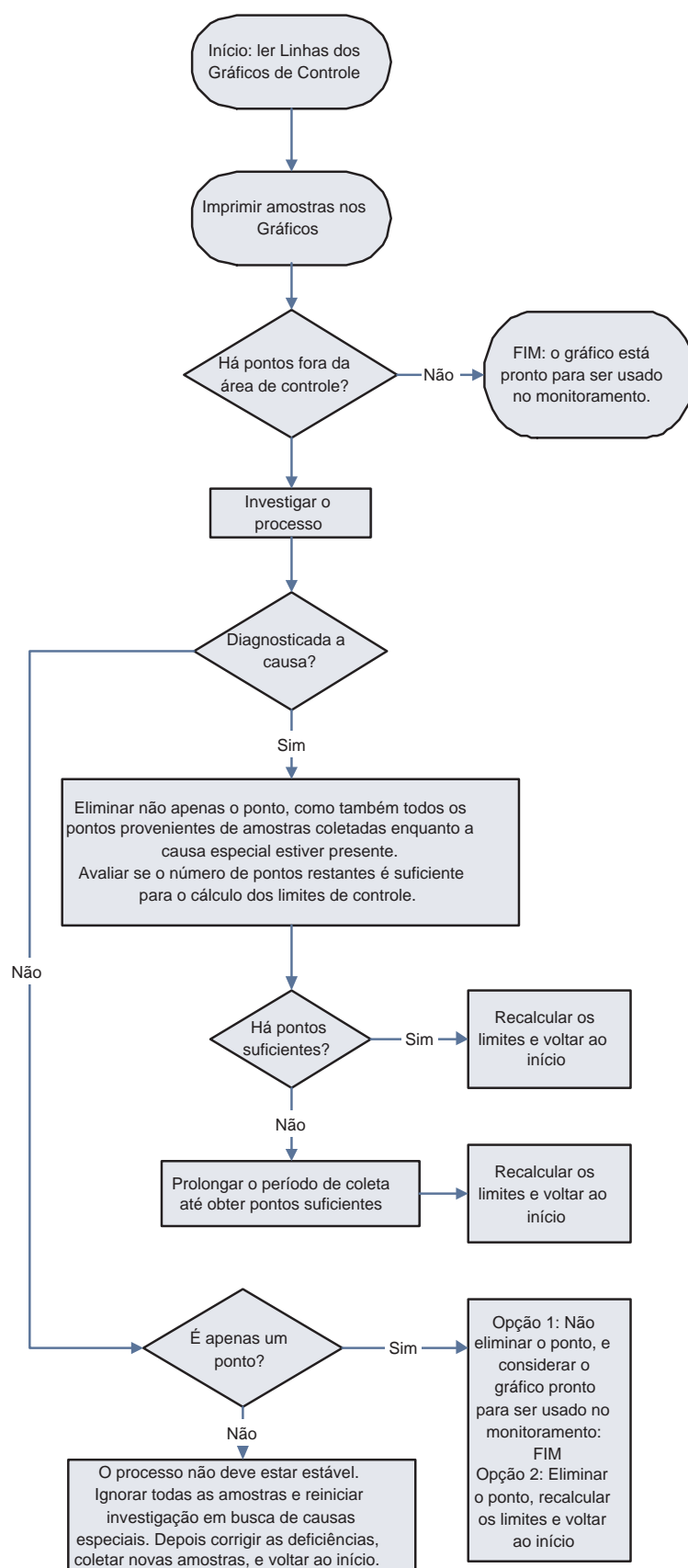


Figura 3.2: Estabelecimento de Limites para o Gráfico de Controle (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005)



Para construção do gráfico de controle  $\bar{X}$ , as equações 3.1 definem as três linhas do gráfico (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005).

$$\begin{aligned} LSC_{\bar{X}} &= \mu_{\bar{X}} + 3\sigma_{\bar{X}} \\ LM_{\bar{X}} &= \mu_{\bar{X}} \\ LIC_{\bar{X}} &= \mu_{\bar{X}} - 3\sigma_{\bar{X}} \end{aligned} \quad (3.1)$$

Onde  $\mu_{\bar{X}}$  e  $\sigma_{\bar{X}}$  representam os valores estimados da média e do desvio padrão do processo quando este está sob controle.

De acordo com Costa, Epprecht e Carpinetti (2005) se os valores individuais dos elementos das amostras possuírem independência, o valor esperado da estatística  $\bar{X}$  coincidirá com o valor esperado,  $\mu_X$ , da variável aleatória  $X$ :

$$\mu_{\bar{X}} = \mu_X \quad (3.2)$$

Costa, Epprecht e Carpinetti (2005) relatam que à medida que o tamanho da amostra aumenta, diminui a dispersão dos valores de  $\bar{X}$  (Lei dos Grandes Números). Esta relação é dada pela equação 3.3:

$$\sigma_{\bar{X}} = \frac{\sigma_X}{\sqrt{n}} \quad (3.3)$$

Para construção dos gráficos de controle é necessário o conhecimento de  $\mu_{\bar{X}}$  e  $\sigma_{\bar{X}}$  quando o processo está sob controle, isento de causas especiais, denotados por:  $\mu_0$  e  $\sigma_0$ . Entretanto, na prática os valores de  $\mu_0$  e  $\sigma_0$  não são conhecidos com precisão absoluta, logo, se aplicam estimativas disponíveis, denotadas por:  $\hat{\mu}_0$  e  $\hat{\sigma}_0$ . Assim, as linhas dos gráficos de controle são dados por:

$$\begin{aligned} LSC_{\bar{X}} &= \hat{\mu}_0 + 3\frac{\hat{\sigma}_0}{\sqrt{n}} \\ LM_{\bar{X}} &= \hat{\mu}_0 \\ LIC_{\bar{X}} &= \hat{\mu}_0 - 3\frac{\hat{\sigma}_0}{\sqrt{n}} \end{aligned} \quad (3.4)$$

Para definição dos limites do gráfico de controle de  $R$ , são aplicadas as equações 3.5 (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005).

$$\begin{aligned} LSC_R &= \mu_R + 3\sigma_R \\ LM_R &= \mu_R \\ LIC_R &= \mu_R - 3\sigma_R \end{aligned} \quad (3.5)$$

Onde  $\mu_R$  e  $\sigma_R$  representam os valores estimados da média e do desvio padrão da amplitude das amostras do processo, quando este está sob controle.

Se a distribuição da variável de interesse for definida como normal, sendo o desvio padrão dado por  $\mu$ , pode-se definir a média e desvio padrão da amplitude amostral através das equações 3.6 (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005).

$$\mu_R = d_2\mu \quad (3.6)$$

$$\sigma_R = d_3\mu$$

Sendo que os valores das variáveis  $d_2$  e  $d_3$  são tabelados, conforme a Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Valores das Variáveis  $d_2$  e  $d_3$  (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005)

$n$	2	3	4	5	6	7	8
$d_2$	1,128	1,693	2,059	2,326	2,534	2,704	2,847
$d_3$	0,853	0,888	0,880	0,864	0,848	0,833	0,820
$n$	9	10	11	12	13	14	15
$d_2$	2,970	3,078	3,173	3,258	3,336	3,407	3,472
$d_3$	0,808	0,797	0,787	0,778	0,770	0,763	0,756

Como a amplitude não pode ser negativa, quando o valor do limite inferior for negativo, adota-se para este limite o valor zero.

Por fim, e de maneira análoga, o gráfico de S é definido pelas equações 3.7 (DINIZ, 2001).

$$LSC_S = \mu_S + 3\sigma_S \quad (3.7)$$

$$LM_S = \mu_S$$

$$LIC_S = \text{Max}(0, \mu_S - 3\sigma_S)$$

Onde  $\mu_S$  e  $\sigma_S$  são, respectivamente, a média dos desvios padrões e o desvio padrão dos desvios padrões das amostras.

Os gráficos de controle de variáveis permitem o controle de apenas uma variável por vez. Caso seja necessário controlar mais de uma variável, para cada variável é construído um gráfico de controle. Deste modo, deve-se escolher as variáveis que apresentam as maiores possibilidades de causarem a aceitação ou rejeição do produto final (BRAVO, 1984).

Existem na literatura parâmetros adimensionais que medem o quanto o processo consegue atender as especificações, denominados índices de capacidade do processo. A regra geral é, quanto maior forem estes índices, mais o processo consegue atender as especi-

cações. Segundo (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005), os índices mais usados são  $C_p$ ,  $C_{pk}$  e  $C_{pm}$ , que são dados pelas expressões 3.8.

$$C_p = \frac{LSC - LIC}{6\sigma} \quad (3.8)$$

$$C_{pk} = \text{Min}\left\{\frac{LSC - \mu}{3\sigma}, \frac{\mu - LIC}{3\sigma}\right\}$$

$$C_{pm} = \frac{LSC - LIC}{6\sqrt{\sigma^2 + (d - \mu)^2}}$$

$$d = \frac{LSC + LIC}{2}$$

A Tabela 3.2 apresenta a classificação dos processos através do índice  $C_{pK}$ .

Tabela 3.2: Classificação do Processo com Respeito a sua Capacidade (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005)

Classificação	Valor de $C_{pk}$	Ítems fora das especificações (ppm)	
		Especificação bilateral e processo centrado	Processo não centrado e/ou especificação unilateral
Capaz	$\geq 1,33$	70	35
Razoavelmente Capaz	$1 \leq C_{pk} \leq 1,33$	Entre 70 e 2700	Entre 35 e 1350
Incapaz	$< 1$	mais de 2700	Mais de 1350

De acordo com Costa, Epprecht e Carpinetti (2005), para processos com especificação bilateral e centrados, os índices  $C_{pk}$  e  $C_p$  são iguais. Diferentes valores do índice  $C_{pm}$  podem corresponder a uma mesma proporção de ítems não conformes.

Um sistema razoavelmente capaz deve ser rigidamente controlado, para evitar que uma causa não aleatória cause a produção de vários ítems fora das especificações. Por sua vez, um processo incapaz produz um grande número de ítems não conformes mesmo estando sob controle, e uma causa não aleatória causaria sérios danos (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005).

Estes índices, além de realizarem uma estimativa do número de pontos que ficarão fora da região de controle, permitem também uma avaliação de quando se deve monitorar e controlar o processo para que ele atenda a qualidade de conformação.

### 3.1.2 Análise Estatística dos Gráficos de Controle

Se um processo está sob controle, espera-se que as características analisadas apresentem distribuição normal. Além do mais, supõe-se que essa distribuição permaneça estável

(ou seja, média e desvio padrão constantes). A distribuição normal representa o resultado da atuação conjunta de causas aleatórias, sendo fundamental no controle estatístico de qualidade, em especial nos gráficos de controle (LOURENÇO FILHO, 1964).

As causas não aleatórias são identificadas num gráfico de controle por uma diferença significativa entre o valor observado e a média do processo, ou seja, valores amostrais fora da faixa de controle do gráfico de controle (LOURENÇO FILHO, 1964). A presença de causas especiais é detectada pelo aumento da dispersão e/ou alteração da média do valor alvo (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005), e são de grande interesse no controle de processos industriais.

Bravo (1984), cita que mudanças no processo devem ser registradas para o acompanhamento do processo, permitindo uma melhor compreensão e identificação de causas especiais que alteram a qualidade. Como exemplo o autor cita a troca de operadores ou de matérias primas, como mudanças significantes no processo.

Através da análise estatística dos gráficos de controle, observa-se as variações na qualidade dos produtos e serviços. Se um processo sofre apenas variações aleatórias, os pontos representados no gráfico de controle comportam-se de maneira aleatória. Entretanto, não apenas quando um ponto ultrapassa os limites de controle significa que o processo está fora de controle. Mesmo uma série de pontos estando dentro dos limites de controle, de acordo com o comportamento desta série de pontos, é possível constatar que o processo está fugindo do controle, através de um alarme, pré-alarme ou aviso aos gerentes ou tomadores de decisão. Uma análise estatística do comportamento destes pontos pode prevenir que a qualidade dos bens ou serviços esteja fora de especificação (BRAVO, 1984).

Os testes estatísticos usados para avaliar o comportamento de uma série de pontos baseiam-se na distribuição do número total de seqüências de uma dada classe, na distribuição do número total de seqüências de uma dada série e na distribuição do comprimento da maior seqüência de uma série (BRAVO, 1984). Em geral, estas regras (testes estatísticos) são definidas apenas para o gráfico da média, e procuram formalizar a percepção intuitiva do operador de que algo no processo possa estar fora da normalidade (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005).

Exemplos de testes estatísticos (regras) são apresentados por Diniz (2001). Segundo o autor, o processo está sob controle quando o gráfico apresenta pontos perto da linha central; quando há poucos pontos perto dos limites de controle; ou quando não há nenhum ponto fora dos limites. Por sua vez, um gráfico pode demonstrar condições fora de controle estatístico quando um ou mais pontos estão fora dos limites de controle; quando pontos consecutivos têm uma mesma direção, caracterizando tendências; quando sete pontos consecutivos estão acima ou abaixo da linha central, indicando desse modo, mudança na posição da média; ou ainda, quando doze de quatorze pontos consecutivos estão de um

mesmo lado da linha central. Para Bravo (1984) os critérios mais usados para indicar que o processo está fora de controle estatístico são: ao menos um ponto fora dos limites; uma sequência de pelo menos sete pontos em uma mesma classe (acima ou abaixo da linha central); ou, a presença de ciclos ou outras configurações não aleatórias no conjunto de pontos. Estas regras serão detalhadas no item 3.3.

## 3.2 Monitoração da Qualidade de Energia Elétrica

Conforme Jesus et al. (2001) o monitoramento da qualidade de energia é essencial para verificar o desempenho dos sistemas elétricos, estabelecer índices e critérios para as perturbações e assim evitar danos aos consumidores. A análise da qualidade de energia elétrica envolve monitoração, simulação, testes em laboratórios e verificação de dados estatísticos.

Para Costa et al. (2007) a principal razão para se monitorar a energia elétrica é econômica, pois a eletricidade fora dos parâmetros aceitáveis pode causar diversos danos, tais como mau funcionamento, interrupção do processo e outros eventos que causem prejuízo aos consumidores. Estudos relacionados com o custo da falta de qualidade de energia elétrica em consumidores podem ser encontrados em Cruz et al. (2006), Brancher et al. (2007) e Cruz (2007).

Segundo Mofty e Youssef (2001) um problema de qualidade de energia é estudado em 4 passos: investigação, determinação, análise e prevenção. O primeiro, como o próprio nome já diz, é uma investigação dos problemas causados pela falta de QEE. O segundo passo requer monitoração da energia elétrica. Nas duas últimas etapas analisam-se os dados e definem-se políticas de melhoria. Assim sendo, observa-se que a monitoração é um passo importante na solução de problemas de qualidade de energia elétrica.

De acordo com Jesus (2000) e Jesus et al. (2001) um sistema de monitoramento pode ser utilizado para três objetivos:

1. Monitoramento para caracterizar o desempenho do sistema: identifica eventuais áreas de problemas e assegura níveis adequados de desempenho;
2. Monitoramento para caracterizar problemas específicos: identifica a causa da incompatibilidade entre equipamentos e o sistema;
3. Monitoramento como parte na melhoria da qualidade de energia: estabelece padrões e verifica reais limites e áreas de operação.

O aumento do interesse pela qualidade de energia elétrica, de acordo com Golkar (2004), resultou em avanços expressivos em equipamentos de monitoração que são usados para caracterizar distúrbios e variações na qualidade de energia.

Gauche et al. (2007), relata que o processo de monitoração e avaliação são ferramentas importantes para assegurar a disponibilidade e qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica.

Os dois principais motivos para medições de QEE, segundo Gosbell (2002) são a investigação de instalações para solução de problemas específicos e a definição do nível geral de qualidade da rede ou de parte da rede da concessionária.

A seguir são apresentados os índices, limites e informações utilizadas nesta dissertação para a monitoração da tensão, do desequilíbrio de tensão e da distorção harmônica, segundo recomendações e técnicas aplicadas no sistema elétrico brasileiro.

### 3.2.1 Monitoração da Tensão

A grande maioria dos monitoramentos de qualidade de energia se inicia pela verificação da regulação e estabilidade da tensão em regime permanente, tendo em vista que existe uma diversidade de faixas de limites adotados na operação dos equipamentos elétricos, obrigando a um levantamento do perfil de tensão de fornecimento por um longo período de tempo (JESUS, 2000).

No Brasil, os níveis de tensão são classificados segundo órgão regulador nacional, ANEEL (2000b) em três classes: adequada, precária e crítica. As classificações das faixas de tensão em regime permanente, para diferentes níveis de tensão, são apresentados no apêndice A.

As tensões em regime permanente devem ser avaliadas por meio de medições adequadas, sendo estas classificadas nas três categorias de acordo com o afastamento do valor mensurado da referência. Os medidores devem disponibilizar um dado a cada intervalo consecutivo de 10 minutos, por um período mínimo de uma semana, compondo assim um conjunto de 1.008 medições. Caso ocorra um fenômeno de qualidade de energia, a amostra correspondente ao intervalo onde ocorreu o evento deve ser expurgada e substituída (ANEEL, 2007).

Com estas medições é possível calcular os indicadores individuais de conformidade de tensão elétrica. Os dois índices são: Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária (DRP) e Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica (DRC). Estes são calculados pelas equações:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} 100(\%) \quad (3.9)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} 100(\%) \quad (3.10)$$

Onde  $nlp$  e  $nlc$  são, respectivamente, o número de leituras situadas na faixa de tensão

precária e crítica.

Os percentuais máximos admissíveis definidos pela ANEEL (2007) para os dois índices são, para o *DRP*, 3% do total das medições, e para o *DRC*, 0,5% das medições.

Além do regime permanente de tensão deve-se monitorar a ocorrência de distúrbios. Os fenômenos de duração mais curta que alteram o valor eficaz da tensão (Variações de Tensão de Curta Duração, VTCD's) são caracterizados pela amplitude, duração e frequência de ocorrência, seguindo recomendação da ANEEL (2007). O número de fases afetadas também deve ser avaliado, caracterizando o evento como trifásico, bifásico ou monofásico. O intervalo de duração dos eventos é definido como o instante entre a primeira fase que ultrapassou os limites e o instante em que a última fase retorna para a faixa de valores adequados (ANEEL, 2007).

### 3.2.2 Monitoração dos Desequilíbrios de Tensão

De modo semelhante ao controle da tensão, busca-se acompanhar e analisar o desequilíbrio entre as tensões nas três fases. Neste trabalho, foram implementados três métodos obtidos em Leles Filho, Oliveira e Pinto (2005), onde o nível de desequilíbrio é mensurado através do fator  $K$ .

A forma mais usual de definir o fator  $K_1$  é através dos componentes simétricos, dados pela equação 3.11.

$$K_1(\%) = \frac{V_-}{V_+} 100 \quad (3.11)$$

Onde  $V_-$  é o módulo da tensão eficaz de seqüência negativa; e  $V_+$  é o módulo da tensão eficaz de seqüência positiva.

Entretanto, pela necessidade do conhecimento do ângulo de tensão, uma informação não disponibilizada em todos os analisadores de qualidade de energia, para cálculo das seqüências, não se utilizou este método de cálculo nesta dissertação.

As três formas implementadas para cálculo do fator  $K$  estão descritas na seqüência. A primeira é da norma NEMA-MG-14.34 (equação 3.12), a segunda é proposta pelo CIGRÉ (equação 3.13) e adotada pela ANEEL no módulo 8 do ProDist (ANEEL, 2007), e a terceira é recomendada pelo IEEE (equação 3.15) (LELES FILHO; OLIVEIRA; PINTO, 2005).

$$K_2(\%) = \frac{\Delta V}{V_m} 100 \quad (3.12)$$

Onde  $\Delta V$  é o máximo desvio das tensões em relação ao valor médio;  $V_m$  é o valor médio das tensões.

$$K_3(\%) = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 + 6\beta}}} 100 \quad (3.13)$$

Onde

$$\beta = \frac{|V_{ab}|^4 + |V_{ca}|^4 + |V_{bc}|^4}{(|V_{ab}|^2 + |V_{ca}|^2 + |V_{bc}|^2)^2} \quad (3.14)$$

Sendo que  $|V_{ab}|$ ,  $|V_{ca}|$  e  $|V_{bc}|$  são os módulos das tensões trifásicas.

$$K_4(\%) = \frac{3(V_{max} - V_{min})}{V_{ab} + V_{ca} + V_{bc}} \quad (3.15)$$

Onde  $V_{max}$  é o maior valor entre as tensões trifásicas;  $V_{min}$  é o menor valor entre as tensões trifásicas; e  $|V_{ab}|$ ,  $|V_{ca}|$  e  $|V_{bc}|$  são os módulos das tensões trifásicas.

De acordo com Pillay e Manyane (2001) a diferença entre a norma NEMA ( $K_2$ ) e a definição real ( $K_1$ ) é muito pequena (0,8%) para desequilíbrios menores que 5%.

Não existe um consenso sobre a correta definição e cálculo do fator de desequilíbrio. Os artigos de Pillay e Manyane (2001) e Bollen (2002) tratam das diferentes definições e métodos de cálculo do fator  $K$  entre as diversas normas. Por sua vez, Jouanne e Banerjee (2001), Valois et al. (2001) e Reineri et al. (2006) apresentam métodos alternativos de cálculo do desequilíbrio, comparando-os às definições das normas.

Os limites para o fator  $K$  segundo algumas normas são apresentados na Tabela 3.3. Observa-se que os valores recomendados tendem para 2% (LELES FILHO; OLIVEIRA; PINTO, 2005), assim, este é o valor adotado como padrão para este trabalho.

Tabela 3.3: Limites para o Fator  $K$

Norma	Limite
Prodinst	2%
IEC	2%
ANSI	3%
GCOI/GCPS	2%
NRS	2%

A título de comparação, na Figura 3.3 apresenta-se para um intervalo de amostras, o módulo dos três fatores  $K$  implementados. Observa-se que os métodos propostos pela norma NEMA ( $K_2$ ) e pelo CIGRÉ ( $K_3$ ) apresentam valores muito próximos. O método do IEEE ( $K_4$ ) produz magnitudes maiores que as outras duas. Quanto maior o módulo do desequilíbrio, maiores as diferenças entre os três métodos.

### 3.2.3 Monitoração do Nível de Corrente Harmônica

Para a avaliação da distorção harmônica foi escolhida a distorção harmônica de corrente. Esta escolha da distorção de corrente em relação à distorção de tensão, é justificada pelo fato do consumidor, no entendimento da norma IEEE (1992) ser o responsável pela



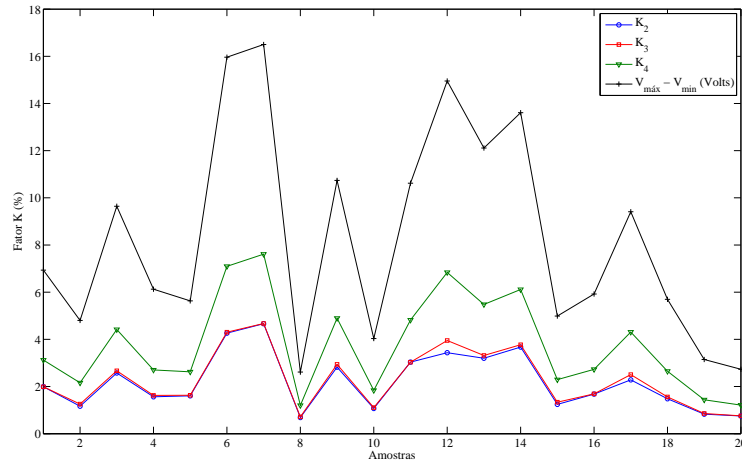


Figura 3.3: Fator  $K$  para os Três Métodos de Cálculo Implementados

injeção dos níveis de corrente harmônicas, e sendo objetivo deste trabalho, monitorar as instalações industriais e comerciais, optou-se pelo controle estatístico da distorção harmônica de corrente.

Segundo Dugan et al. (2002) é importante ressaltar que a filosofia por detrás da norma IEEE (1992) procura limitar a injeção de harmônicos de consumidores individuais, para que não sejam criadas distorções de tensão inaceitáveis sob condições normais do sistema, e assim limitar por completo a distorção harmônica da tensão de fornecimento da concessionária. Este padrão divide a responsabilidade para limitação de harmônicos entre consumidores e a concessionária. Consumidores são responsáveis pela limitação de injeção de correntes harmônicas, enquanto que a concessionária é, primeiramente, responsável pela limitação de distorção harmônica.

De acordo com o mesmo autor, os limites de tensão e correntes harmônicas são aplicados aos Pontos de Acoplamento Comum (PAC). Este é o ponto onde outros consumidores dividem a mesma barra ou onde novos consumidores poderão ser conectados no futuro. A norma procura um meio justo de determinar uma cota limite de harmônicos para cada consumidor. Este padrão determina limites de injeção de corrente baseado no tamanho de carga com respeito ao tamanho do sistema de energia, que é definido pela capacidade de curto circuito. A proporção de curto circuito, expressão 3.16, é definida pela razão de máxima corrente de curto circuito no PAC pela máxima corrente de demanda da carga (componente de frequência fundamental) no PAC (DUGAN et al., 2002).

$$\text{Proporção de Curto Circuito} = \frac{I_{SC}}{I_L} \quad (3.16)$$

Observa-se que a base para limitar a injeção de harmônicos de consumidores indivi-

duais é evitar níveis inaceitáveis de distorção de tensão. Assim os limites de corrente são desenvolvidos para que as injeções de harmônicos totais de um consumidor individual não excedam a distorção máxima de tensão (DUGAN et al., 2002).

O índice utilizado para o estudo dos níveis harmônicos é o *TDD* (*total demand distortion*) recomendado pelo IEEE (1992) para distorção de corrente. A expressão que define o índice é dada pela equação 3.17.

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2}}{I_L} \quad (3.17)$$

Onde  $I_L$  é a corrente de pico, ou corrente máxima da carga medida na componente de frequência fundamental no ponto de acoplamento comum (PAC); e  $I_h$  é a corrente harmônica de ordem  $h$ .

Os limites recomendados pela norma IEEE (1992) para o índice *TDD* estão apresentados na Tabela 3.4. O valor padrão adotado neste trabalho para instalações de baixa tensão é de 20 %.

Tabela 3.4: Limites de TDD

$I_{SC}/I_L$	120 V - 69kV	69kV - 161 kV	> 161kV
< 20	5,0	2,5	
20 - 50	5,0	4,0	2,5
50 - 100	12,0	6,0	3,75
100 - 1000	15,0	7,5	
> 1000	20,0	10,0	

Onde  $I_{sc}$  é a corrente máxima de curto circuito no PAC e  $I_L$  é a máxima corrente de carga no PAC.

### 3.3 Controle Estatístico Aplicado na Monitoração da Qualidade de Energia Elétrica

O objetivo do controle estatístico aplicado na monitoração da qualidade de energia elétrica é aplicar os conceitos de controle estatístico de qualidade para monitoração dos requisitos de tensão e distorção, assegurando a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Primeiramente, será aplicado para o controle da tensão, identificando os distúrbios de variações de tensão de curta duração (*sag*, *swell* e interrupção), e depois para o controle

dos desequilíbrios de tensão e a distorção harmônica. A escolha destes distúrbios deve-se ao fato destes serem os mais citados na literatura, com destaque para as interrupções e afundamentos de tensão de curta duração, pois, segundo Jesus (2000) e Junior, Bonatto e Dias (2004), são responsáveis pelos maiores impactos para os consumidores industriais e comerciais.

Utilizando os gráficos de controle da média e do desvio padrão busca-se configurar alarmes e pré-alarmes que evitem níveis inadequados de tensão, desequilíbrio e distorção harmônica, que possam implicar em custos aos consumidores, e garantir a normalidade da qualidade do fornecimento de energia elétrica.

### 3.3.1 Definição dos Alarmes e Pré-Alarmes

As situações críticas ou quase-críticas, que diminuem ou interrompem a capacidade produtiva serão caracterizadas por alarmes e pré-alarmes. Os alarmes representarão a ocorrência de distúrbios (VTCD's), no caso da tensão, ou quando um índice exceder seu limite normatizado (desequilíbrio de tensão e distorção harmônica de corrente). Desta forma, os alarmes indicarão a ocorrência de fenômenos de qualidade de energia elétrica.

Os pré-alarmes estão divididos em dois níveis, como observa-se na Figura 3.4. Os Pré-alarmes Nível I referem-se a pontos fora da faixa de controle dos gráficos de controle, ou seja, quando um elemento ou amostra estiver acima da linha superior de controle ou abaixo da linha inferior de controle.

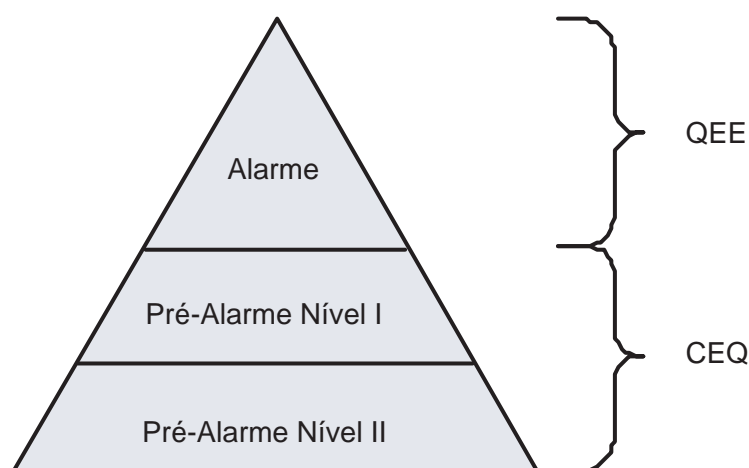


Figura 3.4: Hierarquia entre Alarmes e Pré-Alarmes

Por sua vez, os Pré-alarmes do Nível II, citados em Brancher e Coelho (2008) e Brancher, Coelho e Coelho (2008), são os seguintes testes estatísticos (regras) para o gráfico da média:

- Pré-alarme Nível II - 1 (PAII-1): no mínimo 5 pontos consecutivos na área entre  $\mu + 2\sigma$  e o LSC;
- Pré-alarme Nível II - 2 (PAII-2): no mínimo 5 pontos consecutivos na área entre  $\mu - 2\sigma$  e o LIC;
- Pré-alarme Nível II - 3 (PAII-3): 10 pontos entre 11 pontos consecutivos acima da linha imaginária de  $\mu + \sigma$ ;
- Pré-alarme Nível II - 4 (PAII-4): 10 pontos entre 11 pontos consecutivos abaixo da linha imaginária de  $\mu - \sigma$ ;
- Pré-alarme Nível II - 5 (PAII-5): 12 pontos entre 14 pontos consecutivos acima da linha imaginária de  $\mu + \sigma$ ;
- Pré-alarme Nível II - 6 (PAII-6): 12 pontos entre 14 pontos consecutivos abaixo da linha imaginária de  $\mu - \sigma$ ;
- Pré-alarme Nível II - 7 (PAII-7): 16 pontos entre 20 pontos consecutivos acima da linha imaginária de  $\mu + \sigma$ ;
- Pré-alarme Nível II - 8 (PAII-8): 16 pontos entre 20 pontos consecutivos abaixo da linha imaginária de  $\mu - \sigma$ ;
- Pré-alarme Nível II - 9 (PAII-9): no mínimo 5 pontos consecutivos com tendência de descida;
- Pré-alarme Nível II - 10 (PAII-10): no mínimo 5 pontos consecutivos com tendência de subida.

Na Figura 3.5 se demonstra o disparo do Pré-alarme de Nível II PAII-1 na sexta amostra e o disparo de outro Pré-alarme Nível II, PAII-9 na décima primeira amostra. Na Figura 3.6 se apresenta na décima segunda amostra a sinalização de um Pré-alarme Nível II PAII-3.

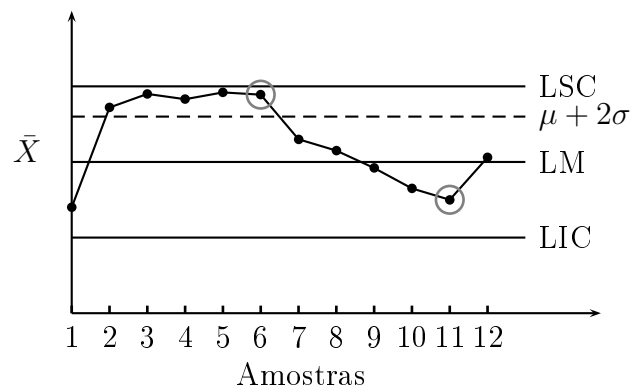


Figura 3.5: Exemplo de Disparo do Pré-Alarme Nível II PAII-1 e PAII-9

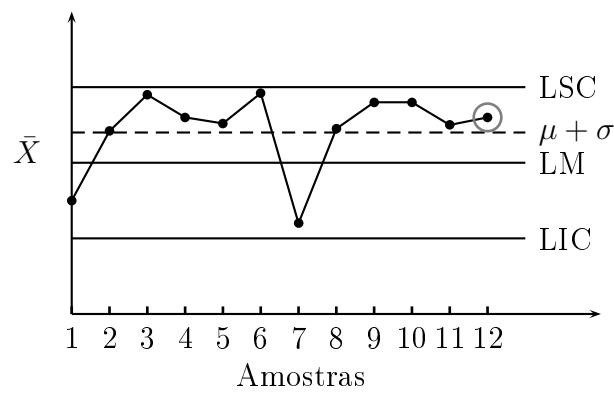


Figura 3.6: Exemplo de Disparo do Pré-Alarme Nível II PAII-3

### 3.3.2 Construção dos Gráficos de Controle

Os gráficos da média e desvio padrão, utilizados para o controle estatístico de qualidade, foram construídos da seguinte forma:

1. Leitura do banco de dados disponível;
2. Retiram-se, inicialmente, do banco de dados os valores que representam distúrbios de qualidade de energia, ou seja, fora dos seguintes parâmetros:  $198V < \text{Tensão} < 242V$ ,  $K > 5\%$ ,  $\text{TDD} > 20\%$  para as variáveis de tensão, desequilíbrio de tensão e distorção harmônica de corrente, respectivamente;
3. Para cada intervalo de 10 minutos, ou qualquer outra janela de integração, calcula-se a média e o desvio padrão das variáveis (elementos = dados de medição);
4. Calcula-se o valor média das médias calculadas em cada intervalo de medição ( $\hat{\mu}_0$ );
5. Calcula-se o desvio padrão das médias em cada intervalo de medição ( $\hat{\sigma}_0$ );

6. Definem-se os limites superiores e inferiores do gráfico da média para cada variável, como igual a três desvios padrões segundo equação 3.4<sup>1</sup>
7. Calcula-se a média dos desvios padrões calculados no item 3 ( $\mu_s$ );
8. Calcula-se o desvio padrão dos desvios padrões calculados no item 3 ( $\sigma_s$ );
9. Por último definem-se os limites superiores e inferiores do gráfico de S como igual a três desvios padrões, segundo equação 3.7.

Na Figura 3.7 apresenta-se o organograma do procedimento de construção dos gráficos de controle.

Este procedimento foi definido desta forma pois, todas as informações são conhecidas a priori. Caso não se possuam estes dados para a realização desta rotina, a literatura disponibiliza outras soluções, conforme método citado por Lourenço Filho (1964) no item 3.1.1.

Neste estudo foram descartadas apenas as medições que representam VTCD's (no caso da tensão), entretanto, em casos em que a instalação é mais sensível a variações nos níveis de tensão, todas as amostras do intervalo de tempo onde houve redução da capacidade produtiva devido à qualidade da tensão, devem ser excluídas do processo de definição das linhas dos gráficos de controle. Esta recomendação serve também para a monitoração do desequilíbrio de tensão e distorção harmônica.

O ideal é que caso a energia elétrica cause uma diminuição da capacidade produtiva ou tenha ocorrido a falha de um equipamento ligado à rede, os dados de medição, mesmo que não tenham ocorrido fenômenos de qualidade de energia para o intervalo de tempo onde ocorreu um destes eventos, devem ser excluídos dos dados que serão utilizados para a construção dos gráficos de controle.

### 3.3.3 Sistema de Monitoração Desenvolvido

Para aplicação do controle estatístico de qualidade deve-se, inicialmente, definir o tamanho da amostra, o intervalo de tempo entre a retirada das amostras (frequência) e a definição dos subgrupos (BRAVO, 1984).

Como o foco é a monitoração e todos os elementos estão a disposição facilmente, pois trata-se de informações advindas de um analisador de qualidade, todos os dados obtidos dos analisadores de qualidade compõem a amostra e serão analisados através dos

---

<sup>1</sup>O desvio padrão  $\hat{\sigma}_0$  não será dividido por  $\sqrt{n}$  na equação 3.4, tendo em vista que em cada intervalo de tempo, se utilizarão todos os dados disponíveis. Os valores calculados de  $\mu_0$  e  $\sigma_0$  não serão estimativas, mas valores reais, representando com fidelidade a variância da variável.

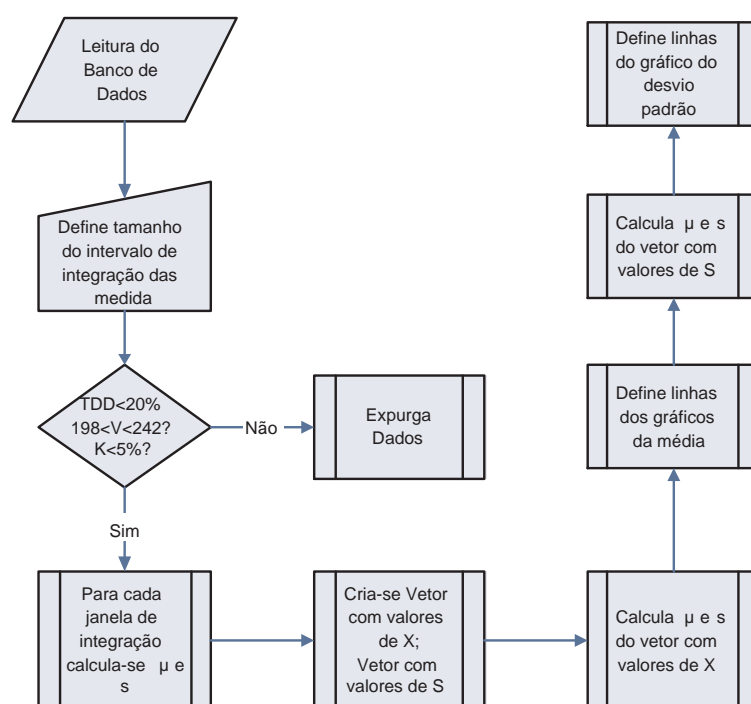


Figura 3.7: Organograma do Procedimento de Construção dos Gráficos de Controle

procedimentos desenvolvidos. Cada analisador representa um subgrupo, já que captura dados de uma, ou parte de uma instalação. As três fases, no caso de um sistema trifásico, devem ser tratadas individualmente, pois as cargas monofásicas ou bifásicas conectadas a elas fazem com que as configurações de carga sejam diferentes.

Para a frequência de amostragem (janela de integração, ou intervalo de medição) utilizou-se a definição da Resolução 505, ANEEL (2000b), onde o artigo 15 define para o regime permanente um intervalo de medição de dez minutos. Assim, a cada intervalo de 10 minutos, analisa-se o intervalo aplicando os conceitos de controle estatístico (verificando se os pontos estão na área de CEQ ou aplicando os testes estatísticos). Após, calcula-se a média e o desvio padrão das variáveis sob análise e adiciona-se um novo ponto aos gráficos de controle. A estes pontos adicionados aos gráficos de controle também se aplicam os pré-alarmes Nível I para a média e o desvio padrão e os pré-alarmes Nível II para os pontos dos gráficos da média. Desta forma, é possível a monitoração da variável através de todos os elementos do intervalo, e a gestão do processo através da análise da média e do desvio padrão da amostra.

A Resolução 505, ANEEL (2000b), também estipula que, caso ocorram valores referentes à interrupção de energia elétrica, afundamentos e/ou elevações momentâneas de tensão (*sag/swell*), o intervalo de medição de dez minutos deverá ser expurgado. Deste modo, a primeira etapa da aplicação e análise do controle estatístico será a verificação





### 3.3.4 Banco de Dados Utilizado no Sistema de Monitoração

Cada analisador de qualidade de energia possui um protocolo próprio de envio, formatação e visualização das medições. Neste trabalho foi definida uma formatação específica para análise e processamento dos dados. Esta formatação está apresentada na Tabela 3.5, onde cada linha representa um intervalo de medição.

Tabela 3.5: Formatação do Banco de Dados

Potência	Tensão	Tensão	Tensão	Corrente	Corrente	Corrente	Corrente	Corrente
Ativa	Eficaz	Eficaz	Eficaz	Eficaz	Eficaz	Eficaz	Harmô-	Harmô-
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	nica de	nica de
							3ª ordem	7ª ordem
kW	V	V	V	A	A	A	A	A

Foram consideradas apenas duas ordens harmônicas (3ª e 7ª) para não tornar o processo de construção, sorteio, do banco de dados demorado. Por este motivo também, os valores para estas duas correntes harmônicas, foram consideradas como sendo o valor médio das respectivas correntes harmônicas nas três fases.

Para aplicação dos conceitos, testes e procedimentos desenvolvidos, criou-se um banco de dados simulando uma memória de massa de um analisador de qualidade de energia. Um intervalo de medição (cada linha da tabela 3.5) apresenta os dados de um ciclo, resultando em 60 amostras por segundo, um valor coerente com medições reais, como se observa em (DECKER et al., 2005) e no manual de equipamentos analisadores como em Fluke (2001).

O procedimento para criação do banco de dados, desenvolvido em ambiente MatLab, compõe-se das seguintes etapas:

1. Para cada intervalo de uma hora está definido um valor de potência ativa, conforme Figura 3.9;
2. Sorteia-se um valor de tensão para a fase A, seguindo uma distribuição normal com média 220 unidades (representando tensão fase-neutro) e desvio padrão igual a 5 unidades, para tentar simular as grandes variações de carga características de instalações industriais;
3. Sorteiam-se dois valores, que seguem uma distribuição normal, com média igual a zero e desvio padrão de uma unidade e meia, a serem utilizados na equação 3.18 para definirem os valores de tensão nas fases B e C:

$$V_{B/C} = V_A \left( 1 + \frac{\text{ValorSorteado}}{100} \right); \quad (3.18)$$

4. Os valores de corrente para as três fases são definidos para um fator de potência fixo de 0,92, de acordo com limite mínimo regulamentado;
5. Por fim, sorteiam-se os valores para os dois valores de corrente harmônica, seguindo uma distribuição exponencial com média 0,8, para que na média a corrente harmônica seja baixa, entretanto com alguns poucos valores elevados.

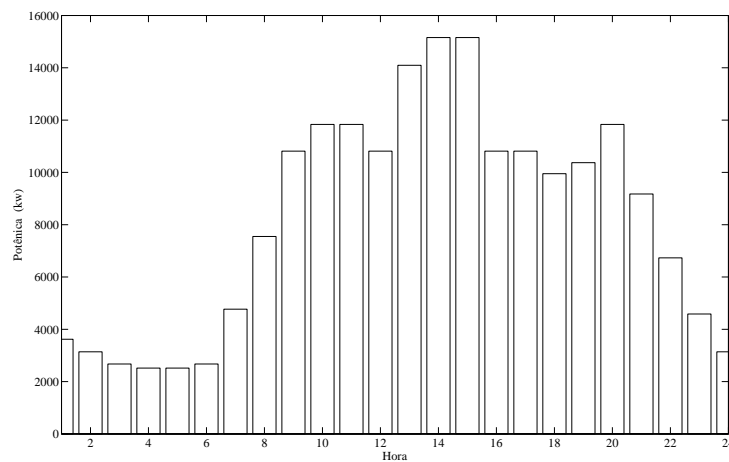


Figura 3.9: Dados de Potência Ativa Utilizada Discretizados por Hora

Após definido o banco de dados, realiza-se o sorteio de distúrbios de qualidade de energia, *sag*, *swell* e interrupção. Caso o valor de tensão da fase A, encontre-se dentro de uma faixa de valores, realiza-se o sorteio de um distúrbio, bem como de sua duração. O tamanho desta faixa de valores da tensão da fase A e a duração do evento são definidos de modo que a probabilidade de ocorrência e a duração deste evento, durante o intervalo de tempo total do banco de dados, sejam próximas ao número e duração de eventos citados por Junior, Bonatto e Dias (2004).

Segundo os autores, cada ponto de medição analisado apresenta uma média de 8,3 perturbações por mês. A grande maioria, 88%, são afundamentos de tensão, as elevações de tensão representam 8% e as interrupções totalizam 4%. Os *sags* apresentam uma variação típica de tensão na faixa de 0,8 a 0,9 p.u. do valor nominal, e em 80% dos casos a duração é menor que 11 ciclos. Por sua vez, os *swells* em sua grande maioria, 93%, não ultrapassam 1,3 p.u. da tensão nominal, com duração típica de 1 ciclo em 70% dos casos. E por último, as interrupções rápidas duram em 75% dos eventos menos que 70 ciclos (JUNIOR; BONATTO; DIAS, 2004).

No banco de dados criado a probabilidade de ocorrência dos VTCD's é dado na Tabela 3.6. Estes valores se referem à probabilidade de um valor da distribuição, citada no item

2 do procedimento de criação do banco de dados, se situar dentro da faixa de valores da tensão na fase A, que sorteia os fenômenos de VTCD's.

Tabela 3.6: Probabilidade de Sorteio de VTCD's

Evento	Probabilidade
<i>Sag</i>	$5,4329 \times 10^{-6}$
<i>Swell</i>	$2,0217 \times 10^{-7}$
Interrupção	$5,7788 \times 10^{-7}$

Com estes dados, que emulam a memória de massa de um analisador de qualidade de energia, foram efetuadas monitorações de qualidade de energia elétrica, para teste, calibração e análise do procedimento desenvolvido conforme comprovação no capítulo 5, Resultados e Aplicações.

### 3.4 Conclusões do Capítulo

De acordo com Costa, Epprecht e Carpinetti (2005), o sucesso dos gráficos de Shewhart é a simplicidade da regra de decisão: caso o último ponto em análise esteja fora dos limites deve-se intervir no processo. Para a detecção de grandes desvios da média do processo, ou de aumentos significativos da variância, os gráficos da média, da amplitude, do desvio padrão, são imbatíveis. Entretanto, em processos robustos (causas especiais interferem pouco no processo) os gráficos de controle perdem a eficiência.

Conforme a análise teórica apresentada neste capítulo existe uma relação entre a definição de causas especiais e os fenômenos de qualidade de energia. A QEE é alterada pelos fenômenos de qualidade de energia. Segundo a teoria de controle estatístico de qualidade, estas são causas especiais e desse modo devem aumentar e/ou alterar a média do processo. As variações elétricas aleatórias em uma instalação industrial ou comercial podem ser as constantes alterações de carga e demanda, que refletem sobre as características de tensão, corrente e potência. Desse modo, se a instalação não ficar exposta a eventos de QEE (causas especiais), as características de tensão, corrente e potência serão atendidas.

As causas especiais, no caso de qualidade de energia elétrica, os distúrbios e variações em regime permanente, devem ser identificados, analisados e removidos, ou atenuados quando possível, evitando assim perdas de produção, insumos e outros, conforme citado em Cruz et al. (2006) e Brancher et al. (2007)

Em um sistema de energia, a qualidade de conformação relaciona as especificações de projeto do sistema elétrico com as características elétricas reais observadas ou medidas do sistema. Desta forma, se justifica a aplicação das ferramentas de controle da qualidade

para garantir a qualidade da energia, mantendo as variáveis elétricas de acordo com as especificações.

Os gráficos de controle, principal ferramenta do CEQ, podem ser aplicados para variáveis elétricas tendo em vista que podem ser mensuradas através de medidores e analisadores de energia.

Os testes estatísticos, Pré-alarmes Nível II, dos gráficos de controle podem representar situações que causem, ou venham a causar, prejuízo à instalação, mesmo as características elétricas estando dentro dos limites aceitáveis. Como exemplo pode-se citar equipamentos sensíveis às variações rápidas de tensão, ou seja,  $dv/dt$  significativos.

O procedimento desenvolvido também compara o método proposto com as exigências de qualidade de energia estipuladas pelo órgão regulador brasileiro, através dos Procedimentos da Distribuição da ANEEL (2007).

A monitoração da energia elétrica é uma ferramenta indispensável para assegurar o fornecimento de energia. Assim, novas técnicas e procedimentos para auxiliar, melhorar e facilitar a monitoração são importantes.

No capítulo seguinte é apresentada a segunda parte do sistema de monitoração desenvolvido, que busca identificar a provável fonte causadora dos fenômenos de qualidade de energia elétrica, dos distúrbios ou variações em regime permanente identificados pelo Módulo de Monitoração dos Índices, que foi descrito neste capítulo.

## Capítulo 4

# Sistema Especialista para Identificação das Causas dos Problemas de QEE

*Na minha opinião existem dois tipos de viajantes: os que viajam para fugir,  
os que viajam para buscar.  
Érico Veríssimo*

"O principal objetivo no diagnóstico de problemas com qualidade de energia é identificar a fonte de distúrbios" (JESUS, 2000). Diante desta afirmação, de nada adianta identificar os fenômenos de qualidade de energia através da monitoração, sem encontrar as fontes deste fenômeno. Assim, neste capítulo é apresentado o módulo de identificação das causas dos distúrbios e variações de regime permanente. Este módulo foi desenvolvido no aplicativo Kappa-PC, um sistema especialista baseado em *frames* com regras de produção incorporadas.

Neste capítulo, inicialmente se define Sistema Especialista, bem como a descrição da estrutura básica e das formas de representação do conhecimento. Na sequência são apresentadas as principais situações em que se justifica a utilização destes *softwares*. Para finalizar esta primeira parte, são feitos comentários sobre os *Shells*, programas específicos para implementação dos sistemas especialistas.

Na segunda parte deste capítulo é apresentada a base de conhecimento, extraída de normas, artigos, manuais e livros, utilizada para a construção das regras de produção. Os fenômenos para os quais foram desenvolvidas as regras foram o *sag*, distorção harmônica, *notching*, desequilíbrio de tensão, sobretensões transitórias e flutuação de tensão. Por fim, antes das conclusões do capítulo, apresenta-se a forma como se verificou e se validou o sistema especialista desenvolvido.

## 4.1 Sistema Especialista

Os Sistemas Especialistas (SE) são um ramo da Inteligência Artificial (IA) que se utiliza de heurísticas para solução de problemas (TEIVE, 1997). Um sistema especialista é um sistema de informação baseado no conhecimento utilizado em uma área de aplicação específica e complexa (MACHADO; BORGES, 2005). O objetivo de um SE é capturar o conhecimento de um especialista em um determinado assunto, representá-lo em uma base, e transmiti-lo ao usuário, para que ele faça perguntas e respostas sobre a base de conhecimento (CARVALHO; SOUZA; KAMIKAWA, 2003).

O conhecimento de um especialista humano é incorporado ao SE, tornando-o capaz de tomar decisões, prestar conselhos ao usuários e justificar suas decisões de forma compreensível (PASSOS, 2005). A solução do problema selecionada pelo programa deve ser a mesma de um especialista humano (MACHADO; BORGES, 2005).

Os sistemas especialistas se baseiam em estruturas e conhecimentos heurísticos. Os programas convencionais seguem modelos de algoritmos e procedimentos, enquanto os programas convencionais apóiam e auxiliam os usuários na resolução de problemas, já os sistemas especialistas, simulam a habilidade dos que possuem conhecimento da resolução do problema (MACHADO; BORGES, 2005).

### 4.1.1 Estrutura dos Sistemas Especialistas

A estrutura básica de um sistema especialista é apresentado na Figura 4.1. De acordo com Passos (2005) esta estrutura pode sofrer variações devido à base de raciocínio empregado, das regras ou dos casos. A interface de comunicação entre o sistema especialista e o usuário permite que dados e fatos sejam enviados pelo usuário ao SE, e que perguntas, conclusões e especificações sejam passadas do sistema especialista para o usuário (SOUTO, 2005).

A base de conhecimento armazena o conhecimento abstrato (TEIVE, 1997), e é responsável por estruturar o conhecimento sobre o assunto a que se destina o sistema especialista (MACHADO; BORGES, 2005). Este módulo também é conhecido como base de regras, e sua estrutura está diretamente ligada ao método de representação de conhecimento (VICTOR, 2005).

A base da fatos, por sua vez, armazena o conhecimento concreto (TEIVE, 1997). Em muitas literaturas este módulo é denominado memória de trabalho, uma vez que novos fatos são acrescentados ou fatos existentes são apagados (SOUTO, 2005).

O motor de inferências, ou mecanismo de inferências, é o módulo que executa o processamento no sistema especialista (VICTOR, 2005). Segundo Souto (2005), o motor de inferências processa o conhecimento existente na base de conhecimento para encontrar

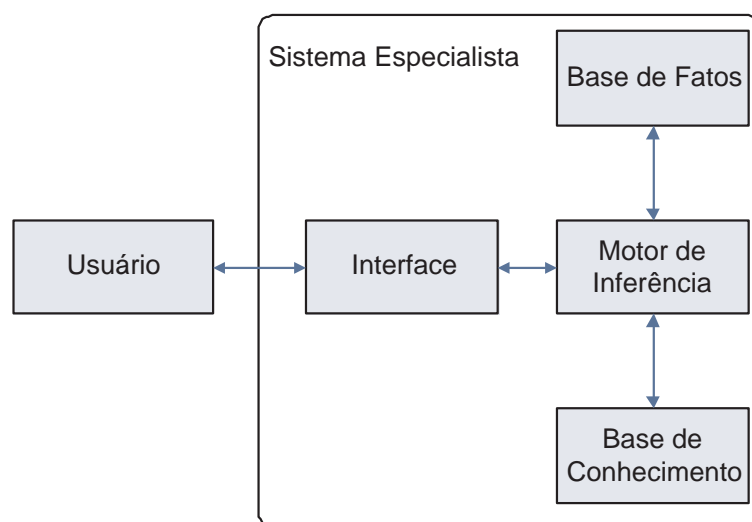


Figura 4.1: Estrutura de um Sistema Especialista

uma solução para o problema através dos fatos contidos na base de fatos. Do mesmo modo, Teive (1997) cita que a principal função do mecanismo de inferências é combinar o conhecimento abstrato da base de regras com o conhecimento concreto contido na base de fatos, gerando conclusões e novos fatos. Souto (2005) afirma que o motor de inferências é projetado de forma a funcionar como um selecionador genérico de problemas.

O motor de inferência seleciona e aplica a regra mais apropriada em cada passo da execução do sistema especialista. Existem duas formas (direções) de realizar esta busca, o encadeamento para frente e o encadeamento para trás (MACHADO; BORGES, 2005).

No encadeamento para frente (*Forward Chaining*) o processo de inferência inicia com um fato e busca a obtenção da solução. Partindo-se de um fato conhecido, verificam-se as regras que são satisfeitas, selecionam-se as regras executadas, e executam-se as regras selecionadas. Essas três ações, verificar, selecionar e executar, são realizadas pelo motor de inferência (SOUTO, 2005).

Por outro lado, no encadeamento para trás (*Backward Chaining*), parte-se da solução e o motor de inferência realiza uma busca por fatos que comprovem a solução. No início do processo o conjunto de fatos é vazio. À medida que as regras são satisfeitas, fatos são adicionados ao conjunto de fatos. De acordo com os fatos que são adicionados à base de fatos, comprova-se a solução (MACHADO; BORGES, 2005).

Para se utilizar o conhecimento se faz necessário representá-lo formalmente no sistema especialista, ou seja, codificá-lo. Este processo é chamado de representação do conhecimento (TEIVE, 1997). A representação do conhecimento é uma das principais preocupações no desenvolvimento de um sistema especialista (VICTOR, 2005). Os modelos que se destacam para a representação do conhecimento são: redes semânticas, *frames*,

regras de produção e orientação ao objeto (MACHADO; BORGES, 2005).

As redes semânticas são baseadas em árvores de decisão, as quais utilizam a associação entre atributos e as relações entre eles (MACHADO; BORGES, 2005). A modelagem é realizada de modo que o conhecimento seja representado por um conjunto de pontos, denominados nós, e um conjunto de arcos que conectam os pontos, representando a relação entre os conhecimentos (SOUTO, 2005).

Um *frame* é uma coleção de atributos representativos da experiência humana que podem ser sintetizados e que são úteis devido às informações que os compõe (VICTOR, 2005). Os *frames* são usados para representar eventos ou conceitos padronizados (TEIVE, 1997).

As regras de produção são as mais utilizadas para representação do conhecimento porque se assemelham ao processo humano de tomada de decisão através da associação "condição - ação" (VICTOR, 2005). Uma regra de produção é composta por: nome da regra, para ser identificada pelo motor de inferência; a parte "SE", chamado de antecedente da regra; e a parte "ENTÃO", chamado de conseqüente da regra. Desse modo, as regras de produção possuem a seguinte forma (TEIVE, 1997):

Regra	nome da regra;
<b>SE</b>	condição ou premissa;
<b>ENTÃO</b>	ação;

O sistema especialista consulta a base de fatos e, quando os antecedentes forem verdadeiros, executa-se a parte conseqüente, originando novos fatos (SOUTO, 2005).

A orientação ao objeto é uma evolução das regras semânticas, onde os conhecimentos são representados em classes hierárquicas, existindo uma clara separação entre os procedimentos e as informações. Os objetos são independentes e possuem dados do mundo real e descrições de como estas informações devem ser processadas (SOUTO, 2005).

#### 4.1.2 Quando Aplicar Sistemas Especialistas

De acordo com Teive (1997) o uso dos sistemas especialista não é irrestrito. Os SE só devem ser usados em situações específicas. Estas situações, citadas pelo autor são:

- quando a tarefa requer manipulação simbólica;
- quando a tarefa requer solução heurística;
- quando a tarefa requer certa dificuldade;
- quando a tarefa tem valor prático;



- quando a tarefa possui um tamanho realizável;
- quando existe escassez de especialistas;
- quando a informação disponível é pobre, parcial ou incompleta;
- quando o problema é incompletamente definido;
- quando o conhecimento é baseado em regras que somente podem ser aprendidas através da experiência;
- quando o problema está sujeito a rápidas mudanças de regras e códigos.

### 4.1.3 Shells

Existem programas específicos para implementação e desenvolvimento de sistemas especialistas, os *Shells*. Segundo Victor (2005), os *shells*, são interpretadores com o objetivo de simplificar a implementação de SE, facilitando assim a sua criação. Com estes programas basta acrescentar a nova base de conhecimentos, tendo em vista que o motor de inferências já está implementado. De acordo com Passos (2005), a maioria dos *shells* são orientados à criação de programas através de regras de produção. Conforme o mesmo autor, as três principais ferramentas empregadas em teses e dissertações brasileiras são o Kappa-PC, o *Expert SINTA* e o CLIPS, que são descritos a seguir.

O Kappa-PC é compatível com programas desenvolvidos em C, sua arquitetura é baseada em *frames*, utilizando-se de triplas objeto-atributo-valor, com regras de produção incorporadas. O *Expert SINTA* é baseado em programação orientada ao objeto e implementado em linguagem *Borland Delphi*. Suas principais características são a modularidade das regras de produção e o tratamento de incertezas. O Sistema de Produção Integrado de Linguagem C (CLIPS) apresenta programação procedural, orientação ao objeto e sistemas de regras de produção, além da heurística através das regras *SE-ENTÃO* (PASSOS, 2005).

## 4.2 Aquisição do Conhecimento e Base de Regras para Aplicação em QEE

A extração do conhecimento neste trabalho foi efetuada através da imersão na literatura, ou seja, da consulta a artigos, livros, manuais e normas extraíndo o conhecimento de diversos especialistas sobre qualidade de energia elétrica, e a partir deste conhecimento, criaram-se as regras de produção.

Os fenômenos de qualidade de energia elétrica para os quais foram desenvolvidos regras de produção são:

- *Sag*;
- Distorção Harmônica;
- *Notching*;
- Desequilíbrio de Tensão;
- Sobreensões Transitórias;
- Flutuação de Tensão.

A escolha destes distúrbios e variações de regime permanente em detrimento aos outros se deve a dois fatores preponderantes: taxa de ocorrência dos eventos; e dificuldade de aquisição do conhecimento. Os eventos de variação de frequência e *DC offset* possuem causas bem definidas, sendo problemas dos níveis de geração e transmissão, que não são foco deste trabalho. A distorção devido aos interharmônicos pode ser incorporada ao método desenvolvido para distorção devido à presença de correntes harmônicas. Para o ruído e os demais distúrbios de variação da tensão eficaz (*swell*, interrupção, subtensão e sobreensão) não são disponíveis informações suficientes para a sua implementação. A taxa de ocorrência das variações de tensão de curta duração para as quais não foram desenvolvidas regras (interrupção rápida e *swell*) é bem inferior à taxa de ocorrência dos *sags*, justificando a preferência deste último distúrbio em relação aos outros dois.

#### 4.2.1 Caracterização do VTCD *Sag*

Conforme Jesus (2000) e Jesus et al. (2001), os registros simultâneos das tensões e correntes apresentam fortes indícios sobre a localização da origem das variações de tensão. Se durante o início de um afundamento de tensão, a corrente diminui (tende a zero), diminuindo desta forma a potência total entregue, este *sag* deve ser causado, provavelmente por algum problema na fonte. Por sua vez, caso a corrente aumente no início do distúrbio, a origem provável do problema é interna ao ponto de medição, caracterizando assim, que o sistema tenta manter a potência constante. Entretanto, a corrente mantendo-se constante durante o início do evento, o problema deve estar a montante do ponto de medição.

Outra forma de avaliar se a variação de tensão é causada por um evento a jusante do ponto de medição é acompanhar a tensão entre neutro e terra. Caso a tensão entre o neutro e o terra aumentar no início do *sag*, a causa é interna ao ponto de medição (JESUS, 2000),(JESUS et al., 2001). Com estas afirmações, as seguintes regras de produção propostas neste trabalho e que fazem parte do SE desenvolvido são:

Regra	Sag-1
<b>SE</b>	Corrente diminuiu no início do <i>Sag</i>
<b>ENTÃO</b>	Causa do <i>sag</i> : Externa ao ponto de medição Problema de Potência
Regra	Sag-2
<b>SE</b>	Corrente constante no início do <i>Sag</i>
<b>ENTÃO</b>	Causa do <i>sag</i> : Externa ao ponto de medição
Regra	Sag-3
<b>SE</b>	Corrente aumenta no início do <i>Sag</i>
<b>ENTÃO</b>	Causa do <i>sag</i> : Interna ao ponto de medição
Regra	Sag-4
<b>SE</b>	Tensão neutro-terra aumenta no início do <i>Sag</i>
<b>ENTÃO</b>	Causa provável: Interna ao ponto de medição

Após definir as prováveis direções, se interna ou externa ao ponto de medição, busca-se definir com mais exatidão as causas prováveis dos afundamentos de tensão. Jesus (2000) e Jesus et al. (2001) citam que caso a tensão entre linhas diminua para o potencial fase-terra, o *sag* é causado provavelmente por uma falta entre fase e terra. Assim:

Regra	Sag-5
<b>SE</b>	Tensão de linha = potencial fase-terra
<b>ENTÃO</b>	Causa do <i>sag</i> : Falta fase-terra

### Motores Elétricos

Os motores causam efeitos indesejados devido às altas correntes de partida. Estas correntes ao passarem pelas impedâncias do sistema causam diminuição no nível de tensão, que escurecem lâmpadas, causam o desligamento de disjuntores e interrompem equipamentos sensíveis. Existem várias formas de partida de motores, e cada tipo de partida possui suas características. Estas características influem os fenômenos de *sags* diferentemente (DUGAN et al., 2002).

Sabe-se que quanto maior o tamanho do motor, maior a sua corrente de partida, logo maior a possibilidade de causar um *sag*. Bellarmine et al. (1994) e Creder (1995) sugerem que motores acima de 5 Cavalos Vapor (CV) não devem ser acionados apenas através do método de partida direta, pois podem causar afundamentos de tensão. De acordo com o Catálogo da WEG de motores e dispositivos de partida de motores (WEG, 2007), este fabricante disponibiliza ao mercado chaves de partida direta para motores de 0,16

a 75 CV. Diante destes fatos, definiu-se como motor pequeno, os com potência igual ou inferior a 5 CV. Segundo o catálogo deste fabricante, estão disponíveis chaves de partida estrela-triângulo para motores de 5 CV até 300 CV. Porém, Mofty e YOUSSEF (2001), sugerem que motores com potência acima de 50 CV tenham um tratamento diferenciado em seu método de partida. Deste modo, se estabeleceu que motores com potência maior que 50 CV sejam classificados como grandes. Na faixa intermediária, entre 5 e 50 CV, estão os motores definidos como de porte médio.

Regra	Motor-1
<b>SE</b>	Potência maior motor $\leq 5$ CV
<b>ENTÃO</b>	Motor Pequeno

Regra	Motor-2
<b>SE</b>	Potência maior motor $> 5$ CV
<b>E</b>	Potência maior motor $\leq 50$ CV
<b>ENTÃO</b>	Motor Médio

Regra	Motor-3
<b>SE</b>	Potência maior motor $> 50$ CV
<b>ENTÃO</b>	Motor Grande

### Fornos a Arco, Transformadores e Sistema Elétrico

Na operação dos Fornos Elétricos a Arco (FEA) é comum ocorrerem grandes solicitações de corrente, que por sua vez podem causar *sags*. Sabe-se que a operação dos FEA é desequilibrada por natureza, ainda mais na etapa inicial do processo de fundição (ALVES et al., 2007).

Stephens, GcGranaghan e Bollen (2007) relatam que é possível uma classificação dos afundamentos de tensão com base em fenômenos físicos. Os afundamentos de tensão causados pela partida dos motores são eventos equilibrados, caracterizados por uma tensão mais baixa e com tempo de recuperação constante. Os *sags* causados pela energização de transformadores são desequilibrados, caracterizados por uma tensão mais baixa e com distorção harmônica de ordem par. Os VTCD's causados por falhas no sistema elétrico são a grande maioria e possuem tempos típicos. Os afundamentos devido às falhas no sistema de transmissão apresentam durações curtas, menores do que 12 ciclos, 200 ms. Já os *sags* devido a falhas no sistema de distribuição são maiores, tipicamente na ordem de 2 segundos.

Com estas afirmações foram implementadas as seguintes regras:

Regra	Sag-6
<b>SE</b>	Causa do <i>Sag</i> é Interna
<b>E</b>	<i>Sag</i> é equilibrado
<b>E</b>	Motor não é pequeno
<b>ENTÃO</b>	Causa do <i>Sag</i> : Partida de Motor

Regra	Sag-7
<b>SE</b>	Causa do <i>Sag</i> é Interna
<b>E</b>	<i>Sag</i> é desequilibrado
<b>E</b>	Ocorreu operação de transformador
<b>ENTÃO</b>	Causa do <i>Sag</i> : Energização de transformador

Regra	Sag-8
<b>SE</b>	Causa do <i>Sag</i> é Interna
<b>E</b>	<i>Sag</i> é desequilibrado
<b>E</b>	Tem FEA instalado
<b>ENTÃO</b>	Causa do <i>Sag</i> : Operação FEA

Regra	Sag-9
<b>SE</b>	Causa do <i>Sag</i> é Externa
<b>E</b>	Duração do evento < 12 ciclos
<b>ENTÃO</b>	Causa do <i>Sag</i> : Falha no Sistema de Transmissão

Regra	Sag-10
<b>SE</b>	Causa do <i>Sag</i> é Externa
<b>E</b>	Duração do evento > 12 ciclos
<b>E</b>	Duração do evento < 120 ciclos
<b>ENTÃO</b>	Causa do <i>Sag</i> : Falha no Sistema de Distribuição

#### 4.2.2 Distorção Harmônica

Instalações comerciais, tais como complexos de escritórios, lojas de departamento, hospitais e empresas de informática, possuem iluminação fluorescente de alta eficiência, dispositivos de ajuste de velocidade (ASD, *Adjustable Speed Drives*) para aquecimento, ventilação e refrigeração, elevadores e equipamentos eletrônicos monofásicos com fontes chaveadas. Assim, estas instalações se caracterizam por um grande número de pequenas cargas produtoras de harmônicos (DUGAN et al., 2002).

A iluminação corresponde entre 40% a 60% da carga total de uma instalação comercial, sendo a maioria de lâmpadas fluorescentes. Nos Estados Unidos, nestas instalações, este

tipo de iluminação corresponde a 77% do total. O *THD* (*Total Harmonic Distortion*) típico de uma lâmpada fluorescente com reator magnético é na ordem de 15%, enquanto que nas lâmpadas com reator eletrônico o valor típico deste índice é na ordem de 144%. De acordo com a norma ANSI 82.11-1993, um *THD* de corrente de 32% é inadequado, desta forma, os reatores eletrônicos mais modernos apresentam *THD* na faixa de 10% a 32% (DUGAN et al., 2002).

Outra carga preocupante nas instalações comerciais são os equipamentos eletrônicos monofásicos, visto que produzem correntes harmônicas significativas de 3ª ordem. Sabe-se que as harmônicas de 3ª, 6ª, 9ª, 12ª,..., ordem somam-se nos condutores neutros, sobrecarregando-os, principalmente nas instalações antigas, onde é comum este condutor ser subdimensionado (DUGAN et al., 2002).

Os acionadores de velocidade variável, ASD, constituem-se de conversores eletrônicos de potência. Neste trabalho este tipo de carga é tratado em separado, devido à ocorrência do fenômeno *notching*.

As plantas industriais modernas se caracterizam por parcela significativa de cargas não lineares. Este tipo de carga, além do problema da injeção de correntes harmônicas no sistema, apresentam baixo fator de potência. Desta forma a utilização de capacitores, para elevar o Fator de Potência (FP), pode potencializar condições de ressonância nas instalações. O maior nível de distorção em uma indústria ocorre no lado de baixa tensão do transformador, onde os capacitores estão instalados (DUGAN et al., 2002).

Diferente das fontes monofásicas presentes nas instalações comerciais, as fontes chaveadas trifásicas, presentes em indústrias, não produzem correntes harmônicas de 3ª ordem significativas. Nas indústrias, os dois principais tipos de cargas não lineares são os dispositivos saturáveis (transformadores, motores e cargas eletromagnéticas com núcleo de ferro) e os dispositivos a arco (fornos a arco, máquinas de solda e iluminação de descarga) (DUGAN et al., 2002).

As correntes de excitação dos transformadores de potência, mesmo que ricas em conteúdo harmônico, representam, tipicamente, menos de 1% da corrente nominal. A preocupação é maior com os dispositivos a arco (fornos a arco, máquinas de solda), onde correntes harmônicas representam, tipicamente 20% da corrente nominal (DUGAN et al., 2002).

## Representação de Cargas Não Lineares

A forma clássica de representar uma carga não linear é apresentada na Figura 4.2. Cada componente harmônica é modelada como uma fonte de corrente. Essas várias fontes de correntes ( $I_1(h)$ ,  $I_2(h)$ , etc.), conectadas ou não, são ligadas a uma impedância harmônica ( $Z(h)$ ) (PONTT; PONTT, 1994).

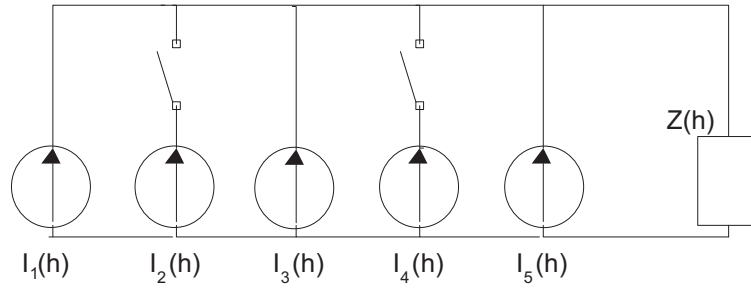


Figura 4.2: Representação Clássica de uma Carga Não Linear

Nessa representação determinística (onde  $I_i(h)$  e  $Z(h)$  possuem valores típicos) as variáveis de entrada são a magnitude e fase das correntes harmônicas. Cada carga não linear é considerada um grupo de fontes de corrente, conforme a Figura 4.2. Para se avaliar várias cargas, todas as fontes de corrente de ordem  $h$ , das cargas consideradas, são somadas no ponto em análise, resultando em um novo valor de corrente harmônica de ordem  $h$ . Se esta soma for de forma linear, equação 4.1, produz-se o valor máximo, que possui pouca probabilidade de ocorrência. A soma da raiz quadrada, equação 4.2 possui maior probabilidade de ocorrer, tendo em vista que é um valor médio.

$$I_i(h) = \sum_{j=1}^n |I_{ij}(h)| \quad (4.1)$$

$$I_i(h) = \sqrt{\left(\sum_{j=1}^n |I_{ij}(h)|\right)^2} \quad (4.2)$$

Onde  $I_{ij}$  é a corrente harmônica na barra  $i$  produzida pelas cargas conectadas na barra  $j$  e estariam representados pelas fontes de correntes da Figura 4.2.

### Diversidade e Atenuação

As técnicas tradicionais de determinar a distorção harmônica apresentam dificuldades quando avaliam o efeito conjunto de cargas não lineares (AHMED; XU; ZHANG, 2005). Isto porque, tradicionalmente, as correntes harmônicas são caracterizadas por fasores normalizados,  $|I_h/I_1| \angle \theta_h$ , onde a corrente fundamental,  $I_1$ , varia proporcionalmente com a carga. Este método, que considera valores fixos de injeção de correntes harmônicas faz uma avaliação exagerada da distorção harmônica, pois desconsidera dois fatores, atenuação e diversidade (MANSOOR; GRADY; SAMOTYJ, 1995).

A atenuação diz respeito à interação entre a distorção de tensão e a corrente harmônica, principalmente devido à impedância do sistema (MANSOOR; GRADY, 1998). A atenuação

é provocada pela impedância do sistema elétrico e pela distorção de tensão, que reduzem as correntes harmônicas na rede (SUAREZ et al., 2005). O fator de atenuação é definido por:

$$FA_h = \frac{I_{h(n)}}{nI_{h(1)}} \quad (4.3)$$

Onde  $FA_h$  é o fator de atenuação para a ordem  $h$ ;  $h$  é a ordem harmônica;  $n$  é o número de cargas idênticas;  $I_{h(n)}$  é a corrente de ordem  $h$  com  $n$  cargas conectadas em paralelo;  $I_{h(1)}$  é a corrente de ordem  $h$  com apenas 1 carga conectada.

A diversidade deve-se à dispersão dos ângulos de fase das correntes harmônicas das cargas individuais, devido às características do sistema e da própria carga (SUAREZ et al., 2005). O fator de diversidade é definido por:

$$FD_h = \frac{|\sum_{i=1}^n I_h^i|}{\sum_{i=1}^n |I_h^i|} \quad (4.4)$$

Onde  $FD_h$  é o fator de diversidade de ordem  $h$ ;  $I_h^i$  é a corrente harmônica de ordem  $h$  injetada pela carga  $i$ .

Com estes dois fatores é possível diminuir o erro ao se utilizar a técnica de injeção de correntes para avaliação da distorção harmônica (SUAREZ et al., 2005). O impacto da atenuação e da diversidade tendem a diminuir o nível da distorção do sistema, e assim os valores medidos da rede são sempre menores do que aqueles calculados usando as técnicas tradicionais de análise de distorção (AHMED; XU, 2007).

Os trabalhos de Mansoor, Grady e Samotyj (1995), Mansoor et al. (1995), e Mansoor e Grady (1998) apresentam valores dos fatores de atenuação e diversidade para computadores pessoais. Suarez et al. (2005) apresentam os dois fatores em áreas residenciais. Por sua vez, Maswood e Jun (2003) e Ahmed, Xu e Zhang (2005) relatam a influência desses fatores na distorção harmônica nos sistemas de distribuição.

Hegazy e Salama (2003) dividiram as cargas não lineares em quatro grupos e para estes foram definidos fatores de diversidade de acordo com o número de cargas em paralelo. O grupo A contém os conversores de potência trifásicos. No grupo B estão os equipamentos eletrônicos monofásicos com fontes chaveadas, tais como TV's, PC's, lâmpadas fluorescentes com reator eletrônico. O grupo C inclui as cargas monofásicas com fontes chaveadas controladas, como as cargas de aquecimento e lâmpadas com dimmers. Por fim, o grupo D são os equipamentos com núcleo de ferro, os transformadores, motores e lâmpadas de descarga.

Para os grupos A e C, que possuem condições de operação independentes e aleatórias, os autores consideraram também um fator de diversidade probabilístico. Os fatores de diversidade finais estão nas Tabelas 4.1 à 4.4:



Tabela 4.1: Fator de Diversidade para o Grupo A (Conversores de Potência Trifásicos)

	N=4			N=8			N=10		
X/R	$FD_5$	$FD_7$	$FD_{11}$	$FD_5$	$FD_7$	$FD_{11}$	$FD_5$	$FD_7$	$FD_{11}$
2	0,84	0,53	0,72	0,79	0,44	0,59	0,68	0,33	0,51
5	0,82	0,55	0,70	0,75	0,45	0,55	0,64	0,33	0,50
10	0,81	0,53	0,67	0,78	0,43	0,55	0,63	0,31	0,48

Tabela 4.2: Fator de Diversidade para o Grupo B (Cargas Monofásicos com Fontes Chaveadas)

	N=5			N=10			N=15		
X/R	$FD_3$	$FD_5$	$FD_7$	$FD_3$	$FD_5$	$FD_7$	$FD_3$	$FD_5$	$FD_7$
2	1,00	0,83	0,80	0,99	0,65	0,46	0,96	0,53	0,44
5	0,99	0,79	0,64	0,95	0,68	0,55	0,90	0,54	0,41
10	0,98	0,77	0,60	0,96	0,59	0,41	0,90	0,48	0,41

Tabela 4.3: Fator de Diversidade para o Grupo C (Cargas Monofásicas com Fontes Chaveadas Controladas)

	N=4			N=8			N=10		
X/R	$FD_3$	$FD_5$	$FD_7$	$FD_3$	$FD_5$	$FD_7$	$FD_3$	$FD_5$	$FD_7$
2	0,83	0,87	0,84	0,76	0,70	0,77	0,73	0,59	0,71
5	0,81	0,88	0,86	0,75	0,71	0,76	0,72	0,59	0,70
10	0,79	0,87	0,87	0,73	0,70	0,75	0,70	0,57	0,69

Tabela 4.4: Fator de Diversidade para o Grupo D (Cargas com Núcleo de Ferro)

	N=20			N=40			N=60		
X/R	$FD_3$	$FD_5$	$FD_7$	$FD_3$	$FD_5$	$FD_7$	$FD_3$	$FD_5$	$FD_7$
2	0,95	0,67	0,94	0,91	0,92	0,92	0,89	0,91	0,88
5	0,94	0,96	0,94	0,93	0,92	0,89	0,93	0,92	0,84
10	0,93	0,94	0,90	0,91	0,91	0,86	0,86	0,91	0,82

## Regras para Harmônicos

Como neste trabalho só se considera a distorção harmônica de corrente, desconsidera-se a atenuação para a estimação do índice *TDD* (*Total Demand Distortion*). O método implementado consiste, para os 4 grupos de cargas não lineares de Hegazy e Salama (2003) (Tabelas 4.1 à 4.4), no cálculo da corrente harmônica total de cada ordem, através da soma da raiz quadrada, equação 4.2. A estes valores é aplicado o respectivo fator de diversidade, de acordo com o número de cargas em paralelo, equação 4.4. Depois, os valores do somatório das correntes dos quatro grupos são somados, também através da soma da raiz quadrada, e se obtém uma estimativa do valor de *TDD*. O valor da corrente de demanda máxima deve ser informado inicialmente.

Como citado anteriormente, este método de cálculo produz valores super-estimados, já que considera sempre a pior situação, ou seja, a máxima injeção de corrente pelas cargas não lineares. Logo, se o valor estimado pelo método proposto for superior ao valor medido pelo analisador, a distorção deve-se às cargas não lineares da instalação. Caso o valor de *TDD* estimado seja inferior ao medido, parte das correntes harmônicas provêm do sistema de distribuição.

Regra	<i>TDD</i> -1
<b>SE</b>	<i>TDD</i> calculado > <i>TDD</i> medido
<b>ENTÃO</b>	Causa da distorção: Cargas da instalação
Regra	<i>TDD</i> - 2
<b>SE</b>	<i>TDD</i> calculado ≤ <i>TDD</i> medido
<b>ENTÃO</b>	Causa da distorção: Cargas da instalação e Sistema de Distribuição
Regra	<i>TDD</i> - 3
<b>SE</b>	<i>TDD</i> calculado = 0
<b>ENTÃO</b>	Causa da distorção: Sistema de Distribuição

### 4.2.3 Notching

O *notching* é um distúrbio característico e particular dos conversores de potência. A comutação é o processo pelo qual um par de tiristores, ou diodos, deixa de conduzir e o próximo par inicia o processo de condução. O corte de tensão só ocorre em conversores que se utilizam de tiristores (SHIPP; VILCHECK, 1996).

A passagem da condução de um grupo de tiristores para outro, gera um curto circuito momentâneo entre as fases envolvidas (JESUS et al., 2004), (OLIVEIRA et al., 2004). A indutância reativa do sistema evita a transferência instantânea, ou seja, a comutação,

resultando no *notching*. A duração deste curto circuito (largura do corte) é função da indutância total do sistema e da corrente contínua de saída do conversor (SHIPP; VILCHECK, 1996).

Os cortes de tensão são caracterizados no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), pela profundidade e pela área do corte. Outro índice que pode caracterizar o *nothcing* é a distorção harmônica total,  $THD$ , que é proporcional à área do corte de tensão, conforme a equação 4.5, retirada de IEEE (1992):

$$THD_{max} = 0,074 \sqrt{\frac{A_N}{\rho}} \% \quad (4.5)$$

Sendo  $\rho$  (relação entre a indutância total e a indutância comum do sistema) fornecida por:

$$\rho = \frac{L_L + L_t + L_s}{L_L} \quad (4.6)$$

Onde:

$THD_{max}$  é a distorção harmônica total máxima;  $A_N$  é a área do corte de tensão (em Volts.microsssegundos);  $L_L$  é a indutância por fase da linha, em henrys (do PAC ao conversor);  $L_t$  é a indutância por fase de comutação, em henrys (indutância do conversor);  $L_s$  é a indutância de curto circuito do sistema, em henrys.

Na Figura 4.3 apresenta-se o circuito simplificado com as impedâncias utilizadas na equação 4.6. Segundo IEEE (1992), a indutância típica de um linha de corrente alternada pode ser considerada como sendo  $1\mu H/m$ .

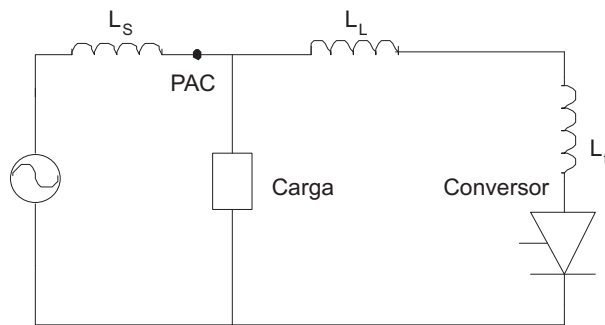


Figura 4.3: Diagrama de Impedâncias

Os outros dois índices que normalmente são usados para caracterizar os cortes de tensão são a profundidade e a área do corte. A profundidade,  $V_N$ , é expressa em *volts* (tensão entre fases), e equacionado por:

$$V_N = \frac{L_L e}{L_L + L_t + L_s} \quad (4.7)$$

Onde  $e$  é a tensão instantânea entre fases no momento da comutação.

A duração do corte de tensão ( $t_N$ ) é definida, em microssegundos por:

$$t_N = \frac{2(L_L + L_t + L_s)I_d}{e} \quad (4.8)$$

Onde  $I_d$  é a corrente contínua do conversor, em ampéres.

A área do corte de tensão, em volts.microssegundos é dada por:

$$A_N = V_N t_N \quad (4.9)$$

A área do corte de tensão, em volts.microssegundos, pode também ser definida por:

$$A_N = 2I_d L_L \quad (4.10)$$

As equações de 4.5 à 4.10 foram retiradas de IEEE (1992). Exemplos de casos reais de cálculo destes índices podem ser encontrados em Adams et al. (1990), Grasselli e Parise (1998) e Ludbrook (2002).

A profundidade e a área do corte de tensão dependem do ponto de medição ou de análise do sistema, pois em cada ponto a indutância tem um valor diferente, alterando assim as características do distúrbio (SHIPP; VILCHECK, 1996).

Desta forma, possuindo as informações de indutâncias de curto circuito do sistema, indutância do circuito que alimenta o conversor, indutância de comutação e corrente nominal do conversor, é possível realizar a análise do quanto um conversor instalado numa unidade consumidora afeta o sistema de energia elétrica. Os limites recomendados deste distúrbio para sistemas com tensão nominal de 480 Volts estão na Tabela 4.5, retirada do IEEE (1992). Para sistemas com tensão nominal diferente de 480 Volts, deve-se calcular o valor da área do corte ( $A_N$ ) adequado para o nível de tensão, multiplicando o limite dado na Tabela 4.5 pelo valor nominal da rede dividido por 480 ( $V/480$ ).

Tabela 4.5: Limites dos Índices de *Notching*

	Aplicações Especiais (incluem hospitais e aeroportos)	Sistemas Gerais	Sistemas dedicados (dedicado exclusivamente para cargas conversoras)
Profundidade do Corte	10%	20%	50%
THD (tensão)	3%	5%	10%
Área do corte (em volts.microssegundos)	16.400	22.800	36.500

### Regra para *Notching*

Apenas uma regra de produção foi criada para este distúrbio:

Regra	Notching
<b>SE</b>	$THD > 5\%$
<b>OU</b>	$V_N > 20\%$
<b>OU</b>	$A_N > 18.050$
<b>ENTÃO</b>	Causa do <i>Notching</i> : Conversores da Instalação; <i>Notching</i> acima dos limites recomendados; Diminuir a indutância do circuito que alimenta o conversor.

### 4.2.4 Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão é um dos distúrbios mais comuns (REINER et al., 2006). A natureza do desequilíbrio inclui diferenças de magnitudes de tensão para a frequência fundamental do sistema (sobretensões e subtensões), desvio de ângulo de fase fundamental, e níveis irregulares de distorção harmônica entre as fases (JOUANNE; BANERJEE, 2001).

As causas principais dos desequilíbrios de tensão são a distribuição entre fases de cargas monofásicas e bifásicas, e o chaveamento contínuo destas cargas no sistema trifásico (JOUANNE; BANERJEE, 2001), (VALOIS et al., 2001), (EURELECTRIC, 2003). As impedâncias do sistema de distribuição têm pequena contribuição neste distúrbio (VALOIS et al., 2001).

Entre as cargas que, por natureza da sua operação, causam desequilíbrio de tensão citam-se os fornos elétricos a arco, os fornos de indução, máquinas de solda, tração monofásica e sistemas de tração elétricos (JOUANNE; BANERJEE, 2001), (VALOIS et al., 2001), (EURELECTRIC, 2003), (REINER et al., 2006).

Os desequilíbrios devido à conexão de cargas monofásicas e bifásicas, normalmente não ultrapassam o valor de 2%. Porém, exceções pontuais podem ocorrer, causadas pela conexão bifásica de cargas que variam continuamente, como por exemplo, máquinas de solda e fornos elétricos (EURELECTRIC, 2003).

Durante algum distúrbio de qualidade de energia elétrica (*sag*, *swell*, sobretensão, subtensão e transientes) podem ocorrer severos desequilíbrios de tensão (JOUANNE; BANERJEE, 2001). Isto ocorre porque alguns destes fenômenos podem atuar em apenas uma ou duas fases (curto circuito entre fase e neutro, ou curto circuito entre duas fases), ou afetam as três fases, porém com intensidades diferentes.

As principais técnicas de mitigação, que buscam suavizar o problema, são: o rearranjo das conexões às fases; mudanças da configuração das cargas ou das suas condições de operação; aumento do nível de falta no PAC; ou ainda, transformadores especiais ou

compensadores estáticos de *var* (EURELECTRIC, 2003). Mesmo com a aplicação destas técnicas, um sistema trifásico equilibrado é virtualmente impossível, já que cargas monofásicas não estão perfeitamente distribuídas entre fases, e mesmo que estivessem, estas cargas monofásicas são continuamente conectadas e desconectadas do sistema (JOUANNE; BANERJEE, 2001).

### Regras para Desequilíbrio

Diante do exposto, no sistema especialista, faz-se a avaliação da presença, ou não, de fornos elétricos, máquinas de solda e cargas monofásicas. Estipula-se um grau mínimo de presença de cargas monofásicas e bifásicas, bem como de máquinas de solda, para considerar estas como causadoras do desequilíbrio de tensão. Presume-se que caso haja forno elétrico, ele esteja em um circuito separado, logo este tipo de carga só pode causar desequilíbrio se estiver a jusante do ponto de medição. As regras de produção criadas são:

Regra	Desequilíbrio-1
<b>SE</b>	Tem forno elétrico;
<b>ENTÃO</b>	Causa do Desequilíbrio: operação do forno elétrico;
Regra	Desequilíbrio-2
<b>SE</b>	Máquinas de solda $> 5\%$ do total da carga;
<b>ENTÃO</b>	Causa do Desequilíbrio: operação das máquinas de solda;
Regra	Desequilíbrio-3
<b>SE</b>	Não tem forno elétrico;
<b>E</b>	Máquinas de solda $\leq 5\%$ do total da carga;
<b>E</b>	Máquinas monofásicas e bifásicas $> 5\%$ do total da carga;
<b>ENTÃO</b>	Causa do Desequilíbrio: cargas monofásicas e bifásicas; Redistribuir cargas monofásicas e bifásicas;
Regra	Desequilíbrio-4
<b>SE</b>	Não tem forno elétrico;
<b>E</b>	Máquinas de solda $\leq 5\%$ do total da carga;
<b>E</b>	Máquinas monofásicas e bifásicas $\leq 5\%$ do total da carga;
<b>ENTÃO</b>	Causa do desequilíbrio desconhecida.

#### 4.2.5 Sobretensões Transitórias

As sobretensões transitórias são divididas em dois grupos: impulsivas e oscilatórias. No primeiro grupo enquadram-se os eventos de sobretensão causados por descargas atmosféricas. Por sua vez, os transitórios oscilatórios são causados na sua maioria pela

operação de cargas intermitentes, chaveamento de banco de capacitores, faltas à terra, operação de equipamentos semicondutores, falhas em condutores e perdas de conexões (JESUS et al., 2001).

De acordo com Jesus (2000) e Jesus et al. (2001) para se determinar a direção dos transitórios impulsivos, os equipamentos de medição necessitam de alta sofisticação, devido à velocidade com que os dados devem ser capturados e analisados. Alguns equipamentos fazem o diagnóstico automático da direção dos transitórios.

Em alguns casos, um impulso de tensão é acompanhado por um respectivo impulso de corrente. Com estas duas grandezas é possível interpretar e identificar os distúrbios. Segundo os mesmos autores, a polaridade do transitório é um indicador da direção e sentido de propagação da energia. Na Tabela 4.6 apresenta-se a direção dos impulsos em função das respectivas polaridades.

Tabela 4.6: Polaridade e Origem de Impulsos (JESUS, 2000)

Tensão	Corrente	Origem
+	+	Fonte
-	-	Fonte
+	-	Carga
-	+	Carga

### Regras para Sobretensões Transitórias

Conforme Jesus et al. (2001) e Jesus (2000) em sistemas trifásicos nem sempre é possível determinar a direção dos impulsos. Diante do exposto, as seguintes regras de produção foram criadas:

Regra	Transitório-1
<b>SE</b>	Polaridade de Tensão = Polaridade da Corrente;
<b>ENTÃO</b>	Causa do Transitório: Montante do ponto de medição;
Regra	Transitório-2
<b>SE</b>	Polaridade de Tensão $\neq$ Polaridade da Corrente;
<b>ENTÃO</b>	Causa do Transitório: Jusante do ponto de medição;

Os impulsos oscilatórios, por natureza possuem ambas as polaridades, logo o método baseado na polaridade não pode ser aplicado. Mesmo para impulsos transitórios este método não é aplicável, seja pela ocorrência de apenas um transitório de tensão ou de um transitório de corrente, ou pela incapacidade do equipamento de medição de detectar as polaridades.

O chaveamento de capacitores é o chaveamento mais comum em sistemas de distribuição. Capacitores são usados para fornecer reativos para corrigir o fator de potência, o que reduz perdas e dá suporte à tensão do sistema. Nestes casos o problema dos capacitores é que eles produzem transitórios oscilatórios quando são chaveados. Alguns capacitores estão o tempo todo energizados (banco fixo), enquanto outros são chaveados de acordo com o nível de carga. Várias formas de controle são usadas para determinar quando os capacitores serão chaveados: tempo, temperatura, tensão, corrente e potência reativa (DUGAN et al., 2002).

Um dos sintomas de problemas de qualidade de energia devido a sobretensões de chaveamento é o fato de o problema aparecer quase no mesmo momento, a cada dia. Em alimentadores de distribuição com cargas industriais, capacitores são chaveados frequentemente a uma hora pré-determinada, em antecipação ao início de operação de uma carga. (DUGAN et al., 2002). Desta forma, para os transitórios oscilatórios devido a operação das distribuidoras, criou-se a seguinte regra:

Regra	Transitório-3
<b>SE</b>	Sobretensão transitória ocorre rotineiramente (quase sempre no mesmo horário);
<b>ENTÃO</b>	Causa do Transitório: chaveamento de capacitores pela distribuidora.

#### 4.2.6 Flutuação de Tensão

Segundo Morcos e Gomez (2002), as principais cargas causadoras de flutuações de tensão são os fornos a arco, as máquinas de solda, os alternadores e os motores. Segundo Dugan et al. (2002) a flutuação de tensão ocorre, principalmente, em sistemas que são relativamente fracos quanto à potência requerida pela carga, ou seja, em sistemas com baixa capacidade de curto circuito.

A flutuação de tensão ocorre devido a mudanças de carga muito rápidas. Se esta variação é grande o suficiente, ou ela ocorre dentro de uma faixa crítica de frequência, a performance de equipamentos pode ser afetada. O principal problema das flutuações de tensão é quando este distúrbio afeta cargas de iluminação, causando *flicker* (cintilação luminosa). Este distúrbio afeta pouco os outros equipamentos, tais como motores, dispositivos eletrônicos e controladores de processo (GOMEZ; MORCOS, 2002).

A flutuação de tensão causada pela partida de motores não deve ser confundida com o afundamento de tensão (*sag*). A partida de motores só pode causar flutuação de tensão em casos especiais, quando a partida ocorre com muita frequência, como por exemplo em equipamentos de ar condicionado, quando estes são ligados com frequência maior que oito vezes em uma hora. Outros exemplos são relatados por Morcos e Gomez (2002).



Com estas afirmações, as instalações industriais serão avaliadas quanto à presença de fornos elétricos a arco e máquinas de solda, com o objetivo de definir a fonte das flutuações de tensão. Caso não tenha fornos e máquinas de solda instalados, estipula-se que não se pode afirmar com certeza a causa das flutuações, mas estima-se que sejam causadas por cargas na vizinhança.

Regra	Flutuação-1
<b>SE</b>	Não tem FEA e Máquinas de solda na instalação;
<b>ENTÃO</b>	Causa das flutuações: Rede de Distribuição;

### Fornos a arco

Os fornos elétricos a arco (FEA) são os principais causadores de flutuação de tensão (MORCOS; GOMEZ, 2002). A operação dos FEA se divide basicamente em duas etapas, fusão e refino. Na etapa de fusão, o material a ser fundido apresenta superfície muito irregular, causando flutuação de corrente. Na fase de refino um arco maior e mais constante é característico, diminuindo a flutuação de corrente em relação à fase de fusão (ALVES et al., 2007).

Segundo Mendis et al. (1995), Dugan et al. (2002), Morcos e Gomez (2002) e Grunbaum, Dosi e Rizzani (2007), as duas principais características que determinam a ocorrência ou não, bem como a magnitude da variação, são o tamanho (em VA) do forno e a capacidade de curto circuito do sistema no Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Baseada nesta afirmação, o método de cálculo do *SCVD* (*Short Circuit Voltage Depression*), utilizado por Mendis et al. (1995), Zhang, Fahmi e Norris (2001) e Morcos e Gomez (2002), será também aplicado neste trabalho.

Os dados necessários para a aplicação deste método são o tamanho do forno elétrico a arco, em MW e a capacidade de curto circuito, em MVA, do sistema no ponto de acoplamento comum. O valor do índice *SCVD* é definido por:

$$SCVD = \frac{2MW_{FEA}}{MVA_{SC-PAC}} \quad (4.11)$$

A UIE (*International Union for Electroheat*) e UNIPED ( *International Union of Producers and Distributors of Electric Energy*) definem os limites onde a flutuação é condenável, uma região limite, e outra região aceitável, conforme as curvas mostradas na Figura 4.4 (MORCOS; GOMEZ, 2002).

Para Zhang, Fahmi e Norris (2001), o limite para o índice *SCVD*, para critério de planejamento deve ser de 1,5%, 2,0% ou no máximo 2,5%. Partindo desta afirmação, e do gráfico apresentado na Figura 4.4, pode-se afirmar, de maneira conservadora, que para um valor de *SCVD* igual ou menor que 2%, o sistema é robusto para suportar as flutuações

de tensão causadas pelo FEA. Para um valor de  $SCVD$  acima de 2,5% o sistema já seria sensível (fraco) para o distúrbio. E para os valores intermediários teríamos uma região limite.

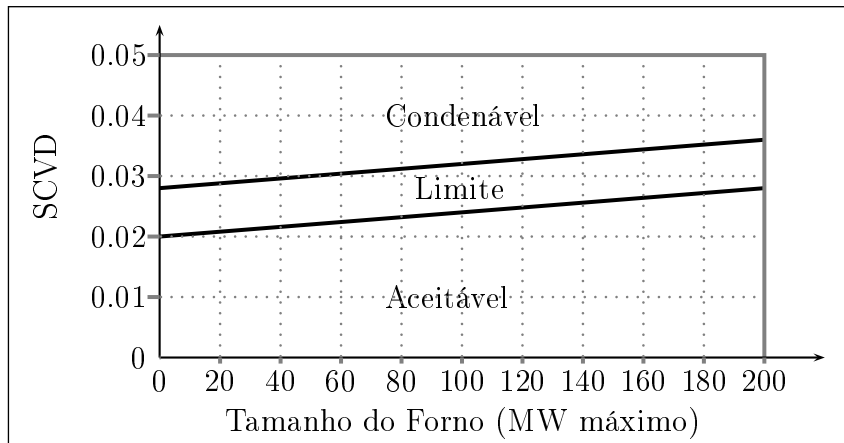


Figura 4.4:  $SCVD$  em Função do Tamanho do Forno Elétrico a Arco

Desta forma, criaram-se as seguintes regras de produção:

Regra	FEA-1
<b>SE</b>	$SCVD < 2,0$ ;
<b>ENTÃO</b>	A capacidade de curto circuito do sistema é Robusta; Causa da Flutuação: operação normal do FEA;

Regra	FEA-2
<b>SE</b>	$2,0 \leq SCVD \leq 2,5$ ;
<b>ENTÃO</b>	A capacidade de curto circuito do sistema está no Limite; Causa da Flutuação: capacidade de curto circuito inadequada do sistema;

Regra	FEA-3
<b>SE</b>	$SCVD > 2,5\%$ ;
<b>ENTÃO</b>	A capacidade de curto circuito do sistema é Fraca; Causa da Flutuação: capacidade de curto circuito inadequada do sistema;

Uma vantagem da utilização do índice  $SCVD$ , é que por trabalhar com a impedância de falta do sistema, pode-se tanto analisar o impacto do FEA diretamente conectado à rede, sem nenhum dispositivo especial de mitigação dos distúrbios, como também, o quanto, que a inclusão deste equipamento suaviza as flutuações de tensão. Para avaliar esta inclusão de equipamentos mitigadores deve-se recalcular a capacidade de curto circuito do sistema com este dispositivo conectado à rede.

A técnica usual, conforme Morcos e Gomez (2002) de resolver os problemas devido à FEA são a compensação reativa usando cargas capacitivas. Outras técnicas e exemplos de mitigação podem ser encontrados em Zhang, Fahmi e Norris (2001), Morcos e Gomez (2002), ALVES et al. (2007) e Grunbaum, Dosi e Rizzani (2007).

### Máquinas de solda

As máquinas de solda são cargas preocupantes, do ponto de vista da qualidade de energia elétrica, devido às características causadoras de distúrbios, como as súbitas correntes demandadas, o baixo fator de potência, o desequilíbrio de tensão entre fases, os harmônicos gerados e o componente de corrente contínua (MORCOS; GOMEZ, 2002).

A maioria das máquinas de solda permanece mais tempo desligada do que ligada, logo a energia total consumida é pequena se comparada com a demanda instantânea. Caso o número de máquinas de solda represente uma pequena porção da carga instalada, a possibilidade delas causarem flutuações de tensão é pequena. Porém, se as máquinas de solda somarem a maior parcela de carga instalada, a situação é preocupante (MORCOS; GOMEZ, 2002).

Caso um transformador alimente muitas máquinas de solda, que possuem operações independentes e aleatórias, ocasionalmente muitas dessas máquinas podem atuar ao mesmo tempo. A queda de tensão neste momento não apenas produz flutuações de tensão mas também má qualidade de solda. A máquina de solda é uma carga especial, pois causa muitas perturbações de tensão, e também é muito sensível a flutuações de tensão (MORCOS; GOMEZ, 2002).

Relativo à avaliação das máquinas de solda instaladas, deve-se verificar se elas estão em circuitos separados e a carga total das máquinas de solda no circuito. Desta forma, criaram-se as seguintes regras de produção:

Regra	Maquina Solda-1
<b>SE</b>	Máquinas de solda não estão em um circuito separado;
<b>E</b>	Máquinas de solda $> 10\%$ do total da carga;
<b>ENTÃO</b>	Causa da Flutuação: operação das máquinas de solda; Instalar circuito exclusivo para as máquinas de solda;

Regra	Maquina Solda-2
<b>SE</b>	Máquinas de solda estão em um circuito separado;
<b>ENTÃO</b>	Causa da Flutuação: operação das máquinas de solda; Aumentar capacidade de curto circuito do circuito que alimenta as máquinas de solda;

Regra	Maquina Solda-3
<b>SE</b>	Máquinas de solda $\leq 10\%$ do total da carga;
<b>ENTÃO</b>	Causa da Flutuação: Rede de Distribuição.

### 4.3 Validação e Verificação do Sistema Especialista

Segundo Teive (1997) a verificação determina se as etapas desenvolvidas do *software* satisfazem os requisitos estabelecidos. Este processo é realizado pelo especialista à medida que o sistema é desenvolvido.

A validação, por sua vez, conforme Passos (2005), consiste na manipulação do protótipo em busca de um parecer quanto à validade e confiabilidade de desempenho do sistema especialista. De acordo com Teive (1997), a validação é uma etapa mais complexa do que a verificação, pois é feita uma avaliação global do Sistema Especialista, onde são realizadas diversas simulações e testes, com o objetivo de reproduzir o ambiente de utilização do programa.

Neste trabalho, tanto a etapa de verificação como a etapa de validação do Sistema Especialista foram realizadas durante o processo de implementação das regras. Para as variações de regime permanente onde há etapas prévias de cálculos (distorção harmônica e flutuação de tensão) os valores obtidos pelo SE foram comparados com casos típicos da literatura, Mendis et al. (1995) Issouribehere, Issouribehere e Barbera (2005) e Zhang, Fahmi e Norris (2001) para flutuação de tensão, e Suarez et al. (2005) e Mansoor e Grady (1998) para distorção harmônica.

### 4.4 Conclusões do Capítulo

A utilização de uma base de regras para identificação da origem dos fenômenos de qualidade de energia se justifica, pois a identificação baseia-se em experiências e heurísticas de especialistas, tais como as 5 primeiras regras para os *sags*; esta tarefa de identificação tem valor prático, é complexa e de tamanho realizável.

Entretanto, as regras foram baseadas para as características típicas dos fenômenos, assim para casos específicos a origem dos distúrbios definida pelo sistema especialista poderá não ser precisa. Porém, na medida que estes casos foram identificados, eles podem ser adicionados à base de conhecimento. Com a construção de um histórico de eventos de qualidade de energia é possível redefinir as regras de acordo com a sensibilidade da instalação monitorada. Esta melhoria ocorre pela simples substituição dos valores adotados para a definição do tamanho dos motores, duração dos *sags* devido aos sistemas de transmissão e distribuição, porcentagem mínima de máquinas de solda e cargas monofásicas e

bifásicas.

O meio mais preciso de determinar os níveis de distorção harmônica é a realização de medições em todos os pontos do sistema (AU; MILANOVIC, 2007). Dugan et al. (2002) relatam um método de determinar a fonte das correntes harmônicas utilizando-se de analisadores de qualidade de energia ou outro medidor que informe o conteúdo harmônico de corrente. Em sistemas de distribuição radiais e plantas industriais, a tendência das correntes harmônicas é fluir da carga (que as produziu) para à fonte do sistema de potência. Isto porque, a impedância do sistema elétrico é menor do que as demais cargas da instalação. Aplicando-se este princípio de direção do fluxo de correntes, pode-se localizar a fonte das harmônicas. Utilizando-se de medidas das correntes harmônicas em diversos pontos do sistema, a partir da subestação, identifica-se a carga ou instalação poluidora, aonde o conteúdo harmônico de corrente for máximo.

Os capacitores para correção do fator de potência podem alterar o fluxo padrão, pois num circuito com capacitores, utilizando-se deste método de busca, a fonte dos harmônicos seria o banco de capacitores. Assim, se faz necessário desconectar temporariamente todos os capacitores, para ser possível a identificação da real fonte das correntes harmônicas. Também, deve-se diferenciar correntes harmônicas devido a cargas não lineares, daquelas causadas por ressonância. As correntes ressonantes caracterizam-se por uma ordem harmônica dominante (DUGAN et al., 2002).

O fato das correntes harmônicas ressonantes possuírem, tipicamente, uma única ordem dominante, também pode ser utilizada para identificar se problemas de ressonância têm possibilidade de ocorrer em redes com capacitores. Se o conteúdo harmônico medido das correntes dos capacitores apresentar uma ordem harmônica preponderante, além da fundamental, é provável que estes capacitores façam parte de um circuito ressonante (DUGAN et al., 2002).

Outro método de localização das fontes de harmônicos é através da correlação entre os momentos de operação de cargas e consumidores específicos com o conteúdo harmônico medido. Os dados medidos podem ser comparados com tipos particulares de carga, como fornos a arco e carga de tração, que possuem momentos de operação esporádicos ou intermitentes (DUGAN et al., 2002).

O método implementado neste trabalho para estimação da distorção harmônica, apesar de muito usado para estudos de fluxos harmônicos, apresenta resultados super-estimados, com pouca probabilidade de ocorrência. Como o sistema de monitoração apresentado neste trabalho, parte do princípio da utilização de analisadores de qualidade de energia, alterando-se os pontos de medição é possível identificar as cargas causadoras de distorção.

As regras desenvolvidas para distorção harmônica, *notching*, desequilíbrio de tensão e flutuação de tensão necessitam de uma avaliação prévia da instalação. Estas regras

também podem ser usadas nas etapas de projeto da planta industrial ou comercial. Por sua vez, as regras implementadas para *sag* e transitórios requerem equipamentos de medição com alta taxa de amostragem e medição simultânea de tensão e corrente.

O Módulo de Identificação das causas dos distúrbios e variações em regime permanente apresentado neste capítulo busca auxiliar os gerentes ou tomadores de decisão na escolha dos métodos ou técnicas de melhoria ou suavização dos problemas de qualidade de energia elétrica que causam perdas, diminuição da capacidade produtiva ou outro dano financeiro ao consumidor. Como será observado no próximo capítulo (Aplicações e Resultados), após identificar os fenômenos de qualidade de energia, ou outra situação crítica ou inadequada, deve-se buscar a causa deste problema, para finalmente, escolher a melhor solução. Logo, a detecção dos eventos e da origem, ou causa destes, são etapas importantes do processo de melhoria da qualidade de energia elétrica.

## Capítulo 5

# Aplicações e Resultados

*Os tristes acham que o vento geme; os alegres acham que ele canta.*

*Luis Fernando Veríssimo*

Neste capítulo é apresentado o resultado da aplicação do procedimento de monitoração desenvolvido para banco de dados concebidos para se efetuarem testes, e de bancos de dados reais, os quais contêm medições de tensão, corrente e potência. Um dos objetivos é avaliar a aplicação dos alarmes e pré-alarmes implementados. Com as informações das monitorações de qualidade de energia elétrica buscar-se avaliar o procedimento utilizando a análise da qualidade das características do sistema elétrico, através da comparação entre as técnicas tradicionais de avaliação e o método desenvolvido.

Inicialmente, é apresentado o caso utilizado como teste para verificar e validar os pré-alarmes desenvolvidos. Na seqüência são apresentados dois casos virtuais, cuja tabulação e criação das informações representam medições de características elétricas, conforme citadas no item 3.3.4. O primeiro caso (Caso 1) corresponde a um período de monitoração de 1 dia com janela de 1 ciclo entre as medições, onde se avalia o nível de tensão, a detecção de VTCD's, o desequilíbrio de tensão e a distorção harmônica de corrente. O Caso 2, que avalia apenas o nível de tensão e a ocorrência de distúrbios no valor eficaz da tensão, é um alteração do Caso 1, onde para o mesmo período de monitoração de 1 dia, se modificou a janela de integração das medições, para um intervalo fixo de 12 ciclos, ou seja, 0,2 segundos. O objetivo é verificar as variações do procedimento desenvolvido e dos seus resultados quando se aumenta o tempo entre medições.

Logo após, é apresentado o Caso 3, monitoração da tensão e do desequilíbrio de tensão para um período de 7 horas, com intervalo de 1 ciclo entre as medições, de dados reais do circuito de baixa tensão trifásico, o qual alimenta os aparelhos de ar-condicionado do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina. Por fim, o quarto e último caso (Caso 4), analisam-se os dados de medições de um registrador de qualidade de energia elétrica, instalado no Bloco 2 do Campus de São José da Universidade do Vale

do Itajaí. As medições referem-se a um período de um mês, com janela de 1 minuto entre os registros.

## 5.1 Caso Teste com Banco de Dados Virtual

Para verificar e validar os pré-alarmes foi criado um caso teste específico. Este caso foi constituído de uma constante elevação das tensões nas três fases após o valor da tensão da fase *A* caracterizar um afundamento de tensão. Este evento está apresentado na Figura 5.1. Nesta figura estão apenas as linhas de controle estatístico da fase *A*. As linhas de controle das outras fases foram omitidas para facilitar a visualização do evento.

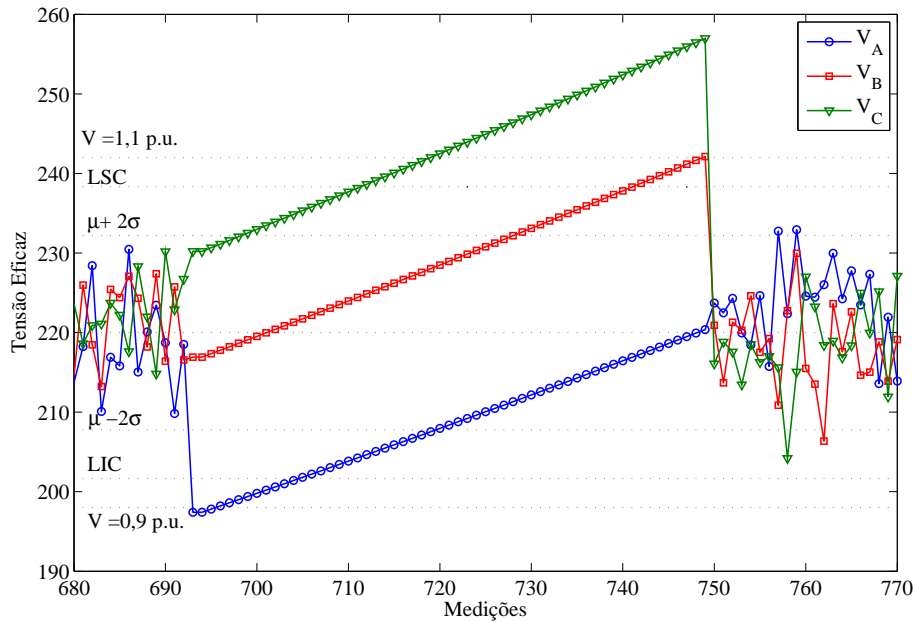


Figura 5.1: Caso Teste: Limites e VTCD's

Observa-se que a tensão da fase *A* decaiu a menos de 0,9 p.u., caracterizando um *sag* monofásico durante 1 ciclo. Um ciclo depois, o sinal desta mesma fase ativou o Pré-Alarme Nível I de controle estatístico de qualidade por ter ultrapassado o limite inferior do gráfico, *LIC*. Este alarme ficou ativado até o momento que a tensão retornou para a faixa de controle estatístico. Após reingressar para a região de controle, o sinal de tensão da fase *A* ativou todos os Pré-Alarmes Nível II referentes ao valor de tensão abaixo do valor médio, PAII-2, PAII-4, PAII-6 e PAII-8. Os pré-alarmes ativados, bem como ciclos de início e fim, e a duração estão apresentados na Tabela 5.1.

Os Pré-Alarmes Nível II, PAII-4, PAII-6 e PAII-8 são ativados para intervalos fixos de ciclos. Caso os fatos que ativam estes pré-alarmes durem mais do que este intervalo pré-determinado, estes pré-alarmes serão ativados mais uma vez. Por este motivo, a quinta



coluna da Tabela 5.1 apresenta o número de vezes que estes pré-alarmes são ativados para o intervalo contínuo de tempo, definido pela segunda e quarta colunas.

A tensão na fase *B* possui a mesma taxa de crescimento das outras duas, entretanto, devido ao valor inicial da tensão no início do evento, esta fase ativa um Pré-Alarme Nível I, de tensão elevada, apenas ao final do evento. Nesta fase, ocorre uma elevação temporária da tensão, *swell*, durante 1 ciclo, conforme observa-se na Figura 5.1. Os pré-alarmes ativados para esta variável de controle estatístico estão apresentados na Tabela 5.2.

Por fim, na fase *C* há a ocorrência do distúrbio *swell* com duração de 31 ciclos. Porém, antes da ultrapassagem do valor de 1,1 p.u. da tensão nominal, o Pré-Alarme Nível I é disparado devido ao valor da tensão superar o limite superior de controle estatístico, LSC, definindo que o processo está fora de controle estatístico. Na Tabela 5.3 são apresentados os pré-alarmes ativados para a fase *C*.

Tabela 5.1: Pré-Alarmes Ativados na Fase *A* do Caso Teste

Pré-Alarme	Medição Inicial	Duração	Medição Final	Número de Disparos
Nível I abaixo LIC	692	11	703	-
PAII-2	703	15	718	-
PAII-4	704	31	735	21
PAII-6	704	34	738	19
PAII-8	704	34	738	15
PAII-10	694	56	750	-

Tabela 5.2: Pré-Alarmes Ativados na Fase *B* do Caso Teste

Pré-Alarme	Início na medição	Duração	Fim na Medição	Número de Disparos
Nível I abaixo LIC	741	8	748	-
PAII-1	728	13	741	-
PAII-3	715	17	742	17
PAII-5	714	32	742	15
PAII-7	712	20	732	11
PAII-10	694	55	749	-

Observa-se que todos os pré-alarmes desenvolvidos com exceção do pré-alarme 9, foram ativados. Desse modo, a implementação dos pré-alarmes do sistema de monitoração está testada e verificada. Na seqüência aplica-se o procedimento desenvolvido para banco de dados virtuais e reais de medições de qualidade de energia elétrica.

Tabela 5.3: Pré-Alarmes Ativados na Fase *C* do Caso Teste

Pré-Alarme	Medição Início	Duração	Medição Final	Número de Disparos
Nível I abaixo LIC	716	33	749	-
PAII-1	702	14	716	-
PAII-3	692	25	717	15
PAII-5	690	27	717	14
PAII-7	687	31	717	11
PAII-10	694	55	749	-

## 5.2 Caso 1: Monitoração de 1 Dia com 1 Medição por Ciclo

Após verificar o funcionamento adequado dos procedimentos implementados de Controle Estatístico da Qualidade, estes procedimentos são aplicados para o banco de dados criado, emulando a memória de massa de um analisador de qualidade de energia, correspondente a um intervalo de monitoração de um dia, com uma medição por ciclo.

### 5.2.1 Cálculo dos Limites dos Gráficos de Controle

Inicialmente, com todos os dados de medição (5.184.000 elementos), que correspondem ao número de medições de 1 dia, expurgando os que ultrapassem os limites e que caracterizam distúrbios de qualidade de energia, calculam-se os limites dos gráficos de controle. Os valores encontrados das linhas dos Gráficos de Controle da Média e Desvio Padrão para este caso são apresentados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4: Valores das Linhas dos Gráficos de Controle para o Caso 1

	Limites	Gráfico de Controle de $\bar{X}$	Gráfico de Controle de S
Fase A	(LIC)(LM)(LSC)	(205,03)(219,99)(234,953)	(4,92)(4,98)(5,04)
Fase B	(LIC)(LM)(LSC)	(202,06)(219,99)(237,92)	(5,91)(5,97)(6,03)
Fase C	(LIC)(LM)(LSC)	(202,06)(219,99)(237,62)	(5,90)(5,97)(6,04)
Desequilíbrio			
$K_2$	(LM)(LSC)	(1,1743)(3,1501)	(0,6585)(0,6607)
$K_3$	(LM)(LSC)	(1,2328)(3,3137)	(0,6936)(1,1612)
$K_4$	(LM)(LSC)	(2,4340)(5,5270)	(0,6936)(1,1766)
Harmônicas ( <i>TDD</i> )	(LM)(LSC)	(1,13)(5,46)	(1,2455)(1,2697)

As linhas centrais dos Gráficos de Controle da Média, para as tensões, se encontram muito próximas ao valor nominal da tensão eficaz fase neutro do sistema em estudo. Os limites inferiores das tensões nas três fases encontram-se dentro da faixa de tensão

classificada pelo órgão regulador como nível de tensão adequado<sup>1</sup>. Entretanto, o limite superior encontra-se na faixa de valores classificado como nível de tensão crítica (ANEEL, 2007). Esta diferença deve-se ao fato do controle estatístico considerar que ambos os limites sejam equidistantes da linha central, e a regulamentação do nível de tensão ser mais rígida para valores acima do valor nominal do que para os abaixo.

As linhas dos Gráficos do Desvio Padrão (LIC, LM e LSC) estão muito próximas em módulo uma das outras. Este fato caracteriza que a variabilidade dos desvios padrões entre intervalos é pequena. Assim, espera-se que a sensibilidade para verificar a ocorrência de um distúrbio de qualidade de energia será maior nos gráficos do desvio padrão, do que nos gráficos da média.

Quanto às linhas dos Gráficos de Controle do desequilíbrio de tensão, observa-se uma diferença significativa entre os dois primeiros métodos,  $K_2$  e  $K_3$ , e o terceiro,  $K_4$ . Esta diferença é tanta, que o valor da média para o método de cálculo, neste trabalho definido como  $K_4$  é superior aos 2% recomendados pela normas, Tabela 3.3, tornando a aplicação desse método de cálculo inviável para as técnicas de Controle Estatístico de Qualidade para este caso. Isto porque, o valor objetivo, no caso o valor médio, já seria um valor inadequado em termos de qualidade de energia, fazendo com que os gráficos de controle não se apliquem.

Os limites superiores para os métodos de cálculo do desequilíbrio  $K_2$  e  $K_3$  são valores acima dos 2% recomendados pelas normas. Entretanto, valores de desequilíbrio de tensão para circuitos de baixa tensão, normalmente são superiores aos 2% recomendados, tanto que a própria ANEEL ainda não se definiu quanto ao limite para este nível de tensão (ANEEL, 2007). Assim sendo, consideram-se aceitáveis os limites superiores de desequilíbrios de tensão apenas para os métodos de cálculo  $K_2$  e  $K_3$ .

As linhas dos gráficos de controle da variável distorção harmônica de corrente são adequadas, pois a linha superior da média é inferior ao limite mais rígido de  $TDD$  (5%), onde a participação do consumidor na carga do alimentador é muito significativa. Outro fato que comprova a baixa distorção harmônica neste caso é o fato dos valores médios do índice ser na ordem de 1,13%.

### 5.2.2 Monitoração da Tensão

Optou-se por analisar em separado os níveis de tensão, o desequilíbrio de tensão e a distorção harmônica, pois pelos conceitos de Controle Estatístico de Qualidade, são variáveis de controle independentes, mesmo que um distúrbio afete além da tensão, o desequilíbrio de tensão, por exemplo.

---

<sup>1</sup>Tabela A4, Apêndice A.

Como descrito anteriormente, na seção 3.3.3, primeiramente se avalia a existência de variação de tensão de curta duração (VTCD's). Os distúrbios encontrados para o período de análise são apresentados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5: VTCD's Encontrados no Período de Análise do Caso 1

Distúrbio	Início medição	Duração	Magnitude	Fases	Amostra
Interrupção	595.876	53	0 p.u.	3	17
Swell	1.177.894	2	1,13 p.u.	3	33
Sag	1.814.250	41	0,72 p.u.	3	51
Interrupção	4.148.124	3	0 p.u.	3	116

A segunda coluna, "Início Medição", refere-se, neste caso, ao ciclo onde se inicia o distúrbio (ciclo 595.876, por exemplo). A última coluna informa em qual janela de 10 minutos ocorreu o fenômeno (amostra 17, por exemplo). Esta informação será usada posteriormente para análise dos Gráficos de Controle.

A taxa de ocorrência dos eventos poluidores de QEE está propositalmente elevada para possibilitar a análise da influência dos distúrbios de tensão nos Gráficos de Controle da Média e do Desvio Padrão. No Apêndice B estão as figuras com as medições destes VTCD's.

Além dos distúrbios relacionados na Tabela 5.5, foram disparados os seguintes Pré-Alarmes Nível I de Controle Estatístico de Qualidade, conforme Tabela 5.6. Destes eventos, todos possuem duração de 1 ciclo, com a grande maioria sendo monofásicos. Estes pontos acima dos limites Gráficos de Controle da tensão devem-se ao método de sorteio utilizado para construção do banco de dados, onde não existe correlação entre dados consecutivos sorteados.

Tabela 5.6: Pré-Alarmes Nível I Disparados para o Caso 1

Pré-Alarme Nível I	Medições fora dos limites
Tensão Fase A acima da LSC	7.226
Tensão Fase A abaixo da LIC	7.191
Tensão Fase B acima da LSC	8.310
Tensão Fase B abaixo da LIC	6.216
Tensão Fase C acima da LSC	8.358
Tensão Fase C abaixo da LIC	6.224

Ao se comparar o número de disparos de medições fora da área de controle estatístico, Tabela 5.6 com o número de valores da tensão classificadas como críticas ou precárias, Tabela 5.7, nota-se que as técnicas de controle superestimam o número de valores de tensão impróprios ou inadequados para variações negativas da tensão nominal (pontos

abaixo da LIC). Por sua vez, para variações positivas da tensão (pontos acima da LSC) os Gráficos de Controle subestimam o número de medições como adequadas, já que há mais valores de tensão classificados como críticos e precários do que ultrapassagens do limite inferior do gráfico de controle. Outro fato a se destacar é que todos os pontos de medição classificados como críticos inferiores, 97 medidas, dizem respeito às interrupções e ao *sag*.

Como os limites dos níveis de tensão adequada, crítica e precária não são simétricos com o valor nominal da rede, pode-se alterar os limites do Gráfico de Controle da tensão de modo que as linhas superior e inferior também não sejam simétricas em relação à linha central. Entretanto, para que esta alteração seja possível, deve-se avaliar o impacto desta mudança no controle do processo, ou seja, ter o cuidado para não definir um valor que não represente fielmente as características do processo.

Tabela 5.7: Medições de Tensão Classificadas como Críticas ou Precárias para o Caso 1

Tensão		Medições nesta faixa		
		Fase A	Fase B	Fase C
Precária	Superior	47.7750	95.234	94.993
	Inferior	403	3.358	3.290
Crítica	Superior	24.230	81.984	81.612
	Inferior	97	97	99

Caso os valores medidos das tensões estejam no interior dos limites dos Gráficos de Controle, deve-se aplicar a análise estatística para verificar tendências e prevenir situações inadequadas através dos Pré-Alarmes Nível II. Para o período de estudo, estes pré-alarmes disparados são apresentados na Tabela 5.8. Nesta Tabela, a terceira coluna refere-se ao número de vezes em que os pré-alarmes foram ativados. As três colunas na sequência apresentam informações das durações do disparo destes pré-alarmes.

Tabela 5.8: Pré-Alarmes Nível II Disparados para o Caso 1

Pré-Alarme Nível II	Fase	Número de disparos	Duração máxima	Duração média	Duração mínima
PAII-9	A	27	7	5,17	5
PAII-9	B	28	6	5,12	5
PAII-9	C	34	6	5,25	5
PAII-10	A	32	7	5,18	5
PAII-10	B	25	6	5,19	5
PAII-10	C	29	7	5,31	5

Os pré-alarmes de tendência, PAII-9 e PAII-10, tanto de queda como o de aumento de tensão, são importantes para equipamentos conectados ao sistema elétrico que são

sensíveis a grandes variações de tensão em curto intervalo de tempo. Estes pré-alarmes podem também caracterizar operações cíclicas tanto do processo produtivo da empresa, como alterações periódicas no sistema de energia, como por exemplo, a atuação de banco de capacitores ou reguladores de tensão.

### Identificação da Causa dos Distúrbios

É aplicado o Módulo de Identificação (baseado em um Sistema Especialista) das causas dos distúrbios e variações de regime permanente para o *sag* da Tabela 5.5 buscando identificar a provável fonte ou evento causador do fenômeno de qualidade de energia.

Como se observa na Figura 5.2, no início do afundamento de tensão, primeiro ciclo após a detecção do distúrbio, a corrente se mantém constante. Mesmo havendo para duas fases, *A* e *B*, uma diminuição do módulo das correntes, não se pode considerar como uma diminuição, já que ambas não tenderam a zero, e também porque a corrente da fase *C* aumentou.

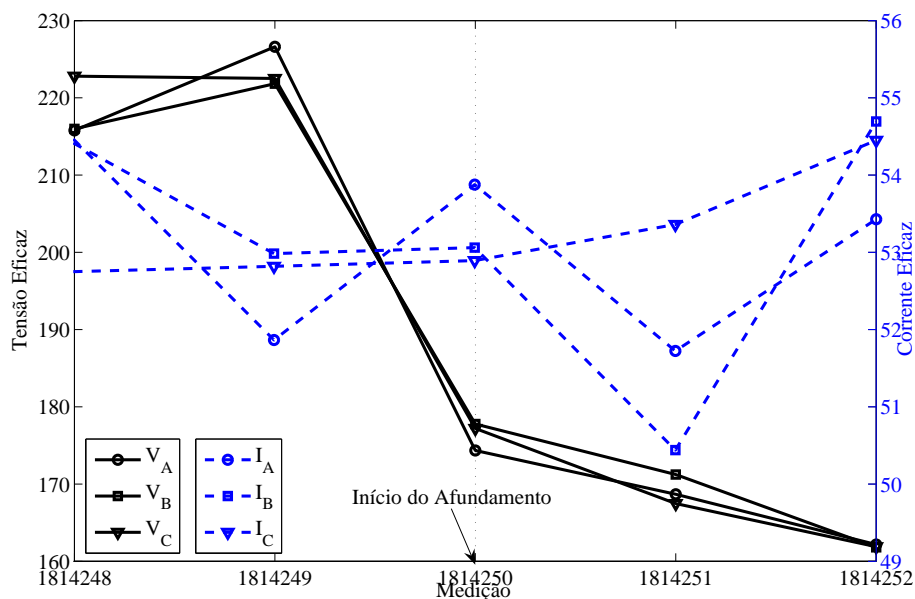


Figura 5.2: Tensões e Correntes Eficazes do *Sag* do caso 1

Desta forma, informando a conclusão sobre a corrente ao Sistema Especialista, Figura 5.3, este módulo aponta que a causa é externa (Figura 5.4). Após informar que a origem da perturbação ocorreu a montante do ponto de medição, o SE solicita a informação da duração, em ciclos, do distúrbio, no caso 41 ciclos, conforme a Figura 5.5. Então, por fim, o programa diagnostica que a provável fonte do *sag* é uma falha no sistema de distribuição, como observado na Figura 5.6.

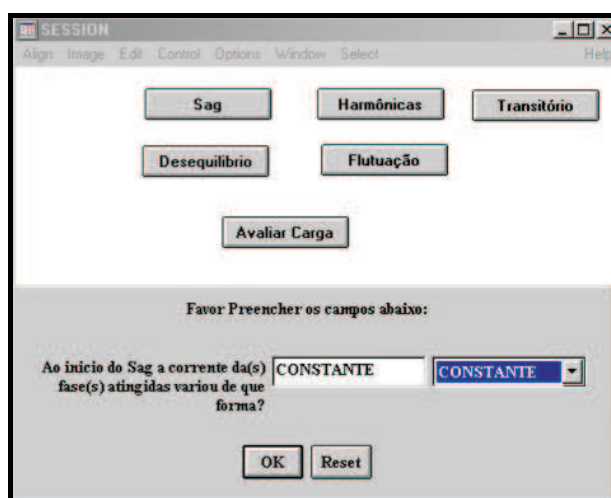


Figura 5.3: Janela Principal do Sistema Especialista

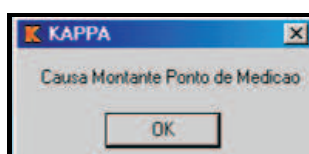


Figura 5.4: Janela de Indicação da Origem no Sistema Especialista

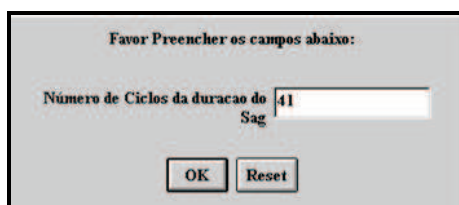


Figura 5.5: Janela Complementar do Sistema Especialista

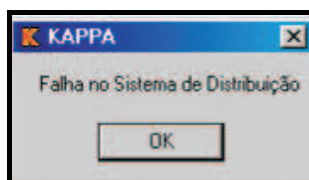


Figura 5.6: Janela de Identificação da Causa do Sistema Especialista

## Gestão da Monitoração da QEE

Após apresentar os dados dos alarmes, pré-alarmes e nível de tensão para todos os pontos medidos, analisa-se a aplicação dos Gráficos de Controle Estatístico para a gestão da monitoração. Assim, na seqüência são apresentados os resultados da avaliação dos

Gráficos de Controle para os valores médios e desvios padrões dos intervalos de 10 minutos analisados. Apenas os gráficos da média e do desvio padrão da Fase *C* são apresentados, tendo em vista que as três fases tiveram desempenho semelhante. Os Gráficos de Controle das outras duas fases estão no Apêndice B.

Observa-se, na Figura 5.7 que os valores referentes à média apresentaram pequena variabilidade, mesmo em intervalos de análise onde ocorreram os distúrbios de tensão de curta duração. Sendo justificável, pois os VTCD's apresentam duração pequena em relação ao total da janela de análise, não possuindo significância estatística para alterar a média das tensões no intervalo de 10 minutos analisados (36.000 elementos). O intervalo que possui a maior variação, mesmo que em termos absolutos, pequena, é o referente ao décimo sétimo intervalo, onde ocorreu uma interrupção do fornecimento durante 53 ciclos.

Por outro lado, no gráfico do desvio padrão, Figura 5.8, há o disparo de alarmes devido à ultrapassagem dos limites de controle dos gráficos do desvio padrão. Na Tabela 5.9 são apresentados detalhes de pontos onde o desvio de tensão nas três fases, não estavam na região de controle estatístico de qualidade.

Os Pré-Alarmes Nível I dos intervalos 17, 51 e 116 ocorreram devido aos VTCD's, relacionados na Tabela 5.5. Observa-se também, que quanto maior a duração dos distúrbios, e quanto maior for a intensidade (diferença para o valor médio), maior será o módulo do desvio padrão. Tanto que, para o *swell* da amostra 33 não há um disparo de alarme de ultrapassagem de limite, mas sim, apenas um ponto relativamente mais elevado do que a vizinhança.

Tabela 5.9: Pré-Alarmes Nível I dos Gráfico de Controle do S do Caso 1

Pré-Alarme Nível I	Amostras					
Desvio Tensão Fase <i>A</i> acima do LSC	17	51	81		116	
Desvio Tensão Fase <i>B</i> acima do LSC	17	51	81	98	116	117
Desvio Tensão Fase <i>C</i> acima do LSC	5	17	51		116	118

Os pré-alarmes das amostras 5, 81, 98 e 118 não foram disparados para as três fases. Este fato se explica pela ocorrência de valores das medidas próximas aos limites de ocorrência de distúrbios na tensão eficaz (*sag*, *swell*). É importante salientar, que nestes intervalos ocorreu o disparo de Pré-Alarmes Nível I, onde o valor da tensão medido estava acima ou abaixo das linhas limites. Além disso, mesmo sendo considerado um pré-alarme, ao se comparar estes valores aos outros decorrentes dos VTCD's, o módulo da ultrapassagem da linha de limite superior é menor.

Assim sendo, observa-se claramente que os eventos de qualidade de energia que alteram o valor eficaz da tensão, são facilmente identificados nos Gráficos de Controle do Desvio Padrão. Quanto maior a duração e magnitude dos distúrbios, maior será também a



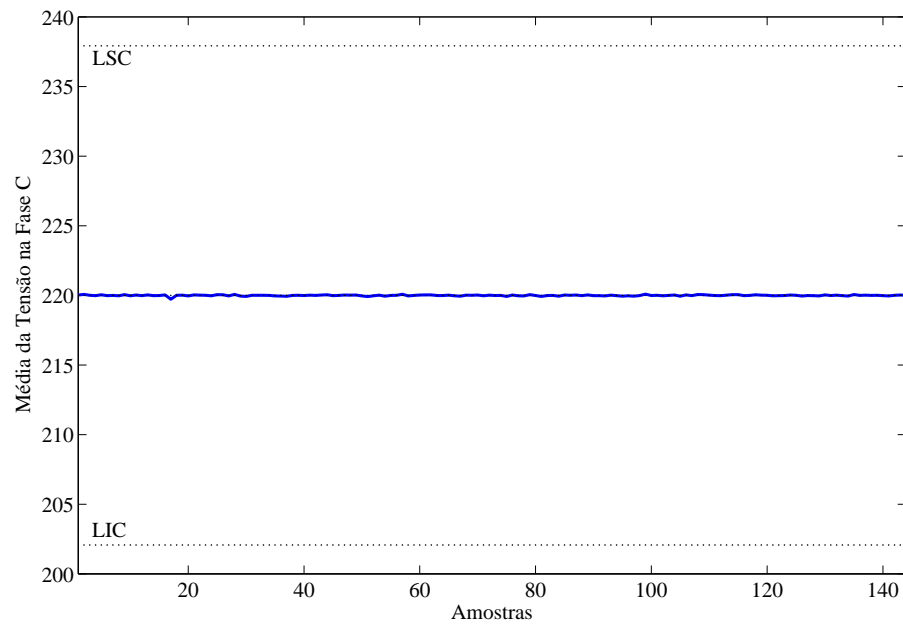


Figura 5.7: Gráfico de Controle da Média da Fase  $C$  para o Caso 1

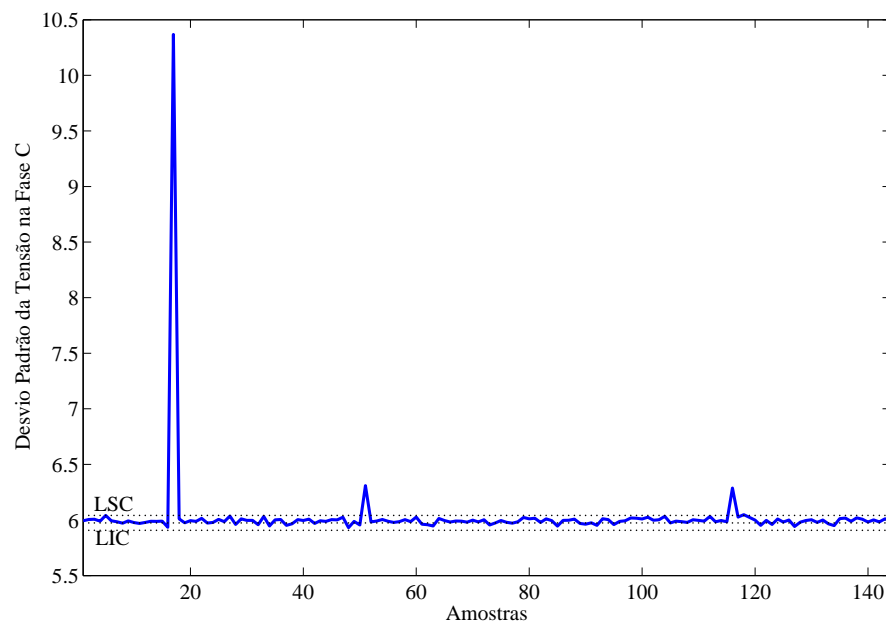


Figura 5.8: Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Fase  $C$  para o Caso 1

variância da amostra em que ocorreu os distúrbios.

Por fim, na Tabela 5.10, apresentam-se os Pré-Alarmes Nível II dos Gráficos de Controle da tensão. Segundo a teoria de Controle Estatístico de Qualidade, variações nos valores médios da variável sob análise são mais preocupantes, tendo em vista que representem que ocorreu uma mudança no processo (COSTA; EPPRECHT; CARPINETTI, 2005).

Os Índices de Capacidade do Processo apresentados por Costa, Epprecht e Carpinetti

Tabela 5.10: Pré-Alarmes Nível II do Gráfico de Controle da  $\bar{X}$  para o Caso 1

Pré-Alarme Nível II	Fase	Amostra início	Duração
PAII - 9	B	44	5
PAII- 10	A	114	5

(2005) são apresentados na Tabela 5.11. As três fases são classificadas como razoavelmente capazes de atender as especificações, ou seja, a cada um milhão de medições entre 70 e 2700 estarão fora da região de controle estatístico. O fato de os três índices, para as três fases, apresentarem valor unitário deve-se ao fato do processo ser bilateral e centrado, deste modo, os limites especificados como iguais a três desvios padrões da média tornam o denominador e numerador do índice iguais.

Tabela 5.11: Índices de Capacidade do Processo para as Tensões do Caso 1

ICP	Fase A	Fase B	Fase C
$C_p$	1,00	1,00	1,00
$C_{pk}$	1,00	1,00	1,00
$C_{pm}$	1,00	1,00	1,00

### 5.2.3 Monitoração do Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão é um evento contínuo, com ocorrência a cada ciclo. O que é preocupante (em termos de qualidade de energia) é a ocorrência de desequilíbrios significativos que causem prejuízos técnicos e financeiros aos equipamentos. Para este caso, conforme as técnicas usuais de análise de qualidade de energia, o desequilíbrio de tensão, para 95% dos casos, segundo o método  $K_2$  é igual a 2,4121% e segundo o método  $K_3$  é igual a 2,5367%. A Figura 5.9 apresenta o histograma do fator  $K_2$  com a frequência e a frequência acumulada do índice.

As medições que ultrapassaram o limite de 2% recomendado pelas normas, ou seja, caracterizaram um distúrbio de desequilíbrio de tensão, representam 11,56% do total (599.243 ciclos). Como para os desequilíbrios, os limites de controle foram menos rígidos que as normas, maior que 2%, o número de ciclos que causaram o disparo de Pré-Alarmes Nível I de controle estatístico foi menor do que o número de ocorrência de distúrbios, conforme mostra a Tabela 5.12. Neste caso, o Pré-Alarme Nível I está considerando o percentil para 99% dos casos.

Alterações dos limites dos Gráficos de Controle são possíveis, como no caso, diminuir o LSC para ficar adequado com as normas. Porém, estas mudanças não são recomendáveis, já que os gráficos e as linhas de controle representam características do processo. Neste

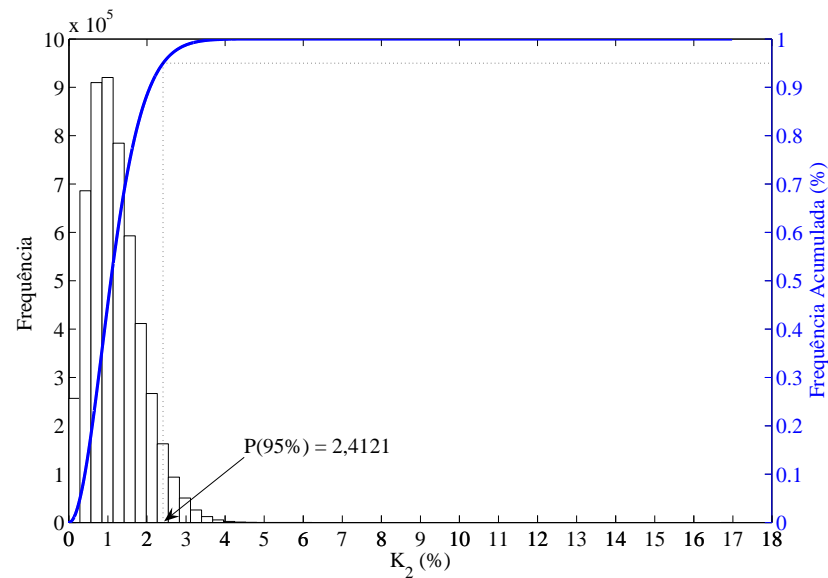


Figura 5.9: Histograma do Desequilíbrio de Tensão ( $K_2$ ) para o Caso 1

caso, o LSC está acima das recomendações pois o desequilíbrio também está. Como recomendação é possível definir que caso o limite superior de controle (LSC) esteja acima dos limites de qualidade de energia da norma, prevalece a norma em detrimento da função matemática que define o LSC. Isto significa igualar o Pré-Alarme de nível I ao alarme. Por outro lado, caso o LSC esteja abaixo do limite recomendado pela norma, permite-se a escolha entre ambos.

Tabela 5.12: Pré-Alarmes Nível I de Desequilíbrio Disparados para o Caso 1

Método de Cálculo	Número de Disparos	% do total
$K_2$	42.586	0,8214
$K_3$	44.778	0,8637

Os Pré-Alarmes Nível II disparados na monitoração para os métodos de cálculo dos desequilíbrios de tensão são apresentados na Tabela 5.13. Dos três eventos que causaram disparo, observa-se que apenas uma mesma sequência de pontos ativou os pré-alarmes dos dois métodos de cálculo implementados.

Tabela 5.13: Pré-Alarmes Nível II de Desequilíbrio Disparados para o Caso 1

Método de Cálculo	Pré-Alarme	Medição Início	Duração
$K_2$	PAII-10	539.998	5
$K_2$	PAII-10	3.887.996	6
$K_3$	PAII-10	3.887.996	6

### Gestão da Monitoração da QEE

Nas Figuras 5.10 e 5.11 são apresentados os Gráficos de Controle da Média e do Desvio Padrão, respectivamente, do fator  $K_2$  segundo norma NEMA. O fator  $K_3$  segundo método de cálculo do CIGRÉ apresentou desempenho semelhante, e está no Apêndice B.

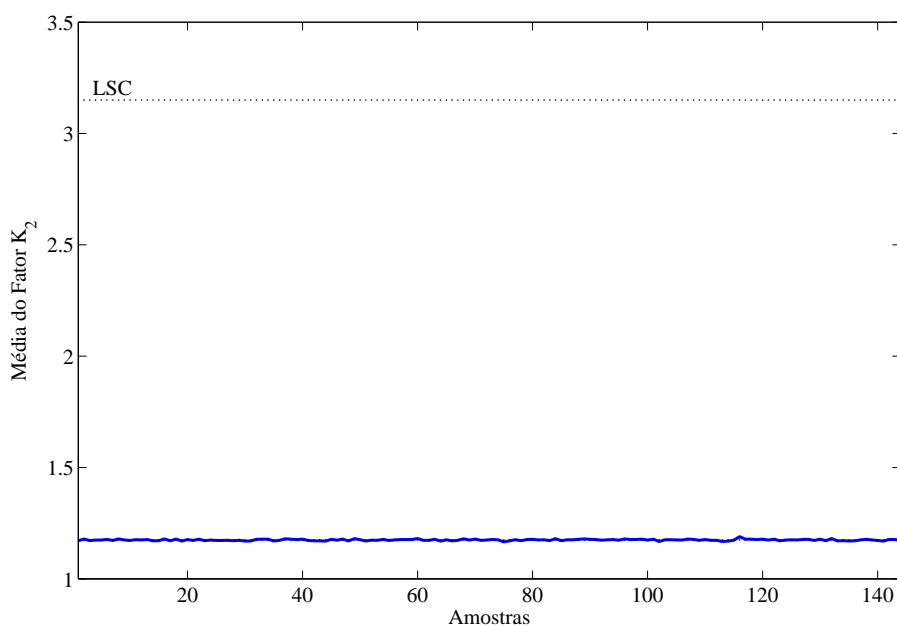


Figura 5.10: Gráfico de Controle da Média do Fator  $K_2$  para o Caso 1

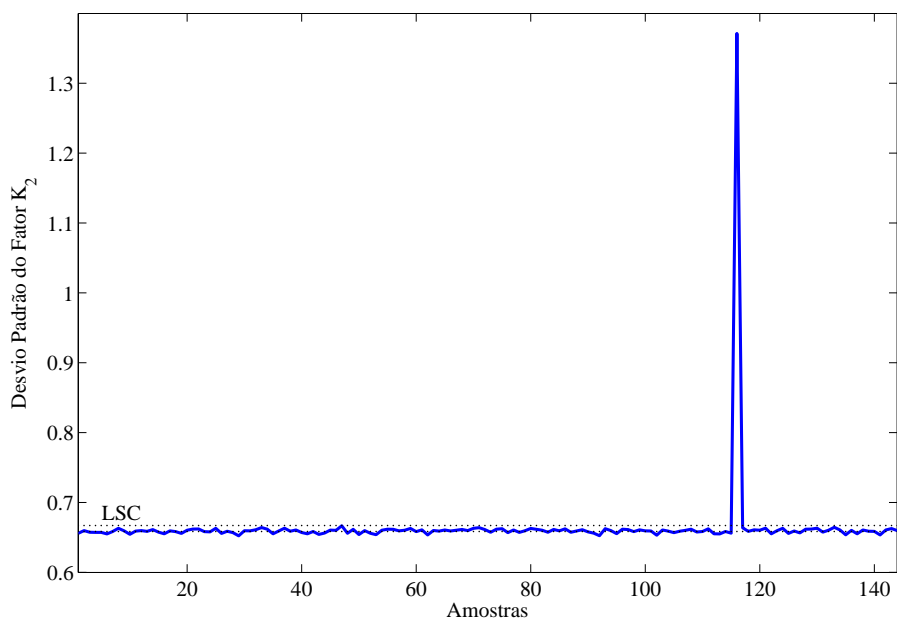


Figura 5.11: Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Fator  $K_2$  para o Caso 1

Observando o Gráfico de Controle da Média e do Desvio Padrão nota-se que o valor

médio do desequilíbrio está na faixa de 1,17% e o valor médio do desvio padrão na faixa de 0,65%. Por sua vez, ocorreram um Pré-Alarme Nível I, de ultrapassagem da linha superior do gráfico do desvio padrão, e o disparo de dois Pré-Alarmes Nível II para o gráfico da média, conforme Tabela 5.14.

Tabela 5.14: Pré-Alarmes Nível I e II dos Gráficos de Controle dos Desequilíbrios do Caso 1

Gráfico	Método de Cálculo	Pré-Alarme	Amostra Início	Duração
$\bar{X}$	$K_2$	PAII-10	55	5
$\bar{X}$	$K_3$	PAII-9	99	6
S	$K_2$	Nível I acima do LSC	116	1
S	$K_2$	Nível I acima do LSC	116	1

Investigando o motivo do desvio padrão tão elevado no ponto 116, observa-se que ao ocorrer uma interrupção do fornecimento, os módulos de tensão eficaz das três fases foram 0,4 Volts, 1,1 Volts e 4,1 Volts. Estes valores, ao aplicar os métodos de cálculo do fator K, fornecem valores anormais de desvio padrão. Entretanto, por serem apenas dois pontos discrepantes, eles não alteram a média do intervalo.

Observando-se os índices de capacidade do processo, Tabela 5.15, da monitoração do desequilíbrio de tensão nota-se que o processo é incapaz de atender as especificações. Conforme a Tabela 5.12 há mais de 0,135% das medições fora das especificações. Desta forma, mesmo o processo estando sob controle estatístico, o número de pontos fora de região de controle é elevado, como observa-se na Tabela 5.12.

Tabela 5.15: Índices de Capacidade do Processo para o Desequilíbrio do Caso 1

ICP	$K_2$	$K_3$
$C_p$	0,80	0,80
$C_{pk}$	0,59	0,59
$C_{pm}$	0,68	0,68

#### 5.2.4 Monitoração da Distorção Harmônica (TDD)

Para utilização do índice  $TDD$  é necessário informar o valor da corrente máxima da carga para ser usado no denominador da equação que o define. Neste caso, foi escolhido o maior valor arredondado entre todas as correntes disponíveis pelo banco de dados, 75 A. Desta forma, a distorção harmônica de corrente, avaliada através do  $TDD$ , em nenhuma medição ultrapassou o limite de 20%, recomendado pelo IEEE (1992). Durante 95% das medições o  $TDD$  é menor que 4,14%, conforme histograma na Figura 5.12, estando o nível de distorção harmônica de corrente adequado.

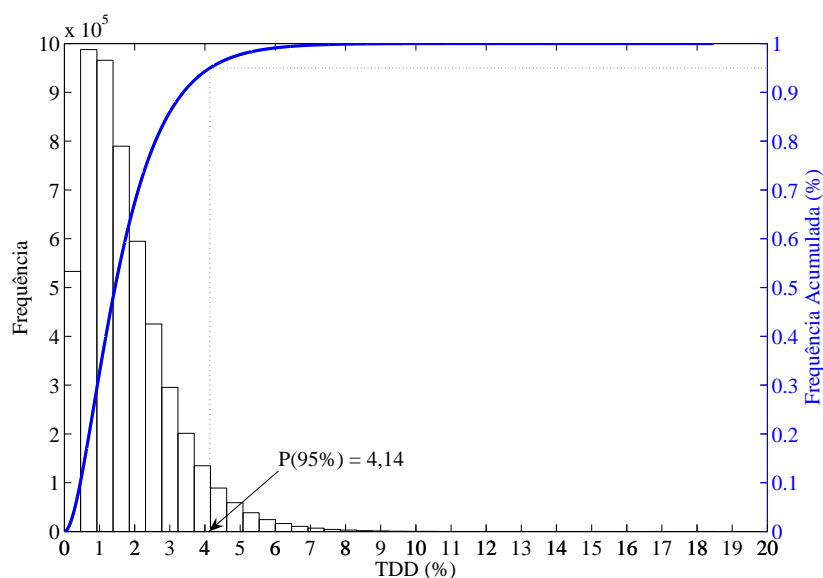


Figura 5.12: Histograma da Distorção Harmônica ( $TDD$ ) para o Caso 1

Em 74.351 pontos medidos (11,4342%) o índice de distorção harmônica de corrente foi maior que o valor da linha superior de controle, ou seja, ocorreu um disparo de Pré-Alarme Nível I. Os dados sobre os Pré-Alarmes Nível II estão na Tabela 5.16. A maioria dos eventos do pré-alarme de tendência (PAII-10) foram disparados pelo número mínimo de pontos (5 pontos) com tendência de aumento. Apenas 14,24% do número total de disparos deste pré-alarme forma para seqüências com 6 ou mais pontos.

Tabela 5.16: Pré-Alarmes Nível II de Distorção Disparados para o Caso 1

Pré-Alarme Nível II	Número de disparos	Duração	Duração	Duração
PAII-10	6771	8	5,16	5

## Gestão da Monitoração da QEE

Nas Figuras 5.13 e 5.14 estão os gráficos de controle estatístico da variável  $TDD$ . No Gráfico de Controle da Média observa-se que o valor de todas as amostras ficou na faixa de 1,73%, neste conjunto de dados. Entretanto, no Gráfico de Controle do Desvio Padrão existem variações do desvio padrão das amostras, incluindo o disparo de um Pré-Alarme Nível I na amostra 54.

Na Tabela 5.17 estão os Índices de Capacidade do Processo, onde conclui-se que o processo é incapaz de atender as especificações. Isto porque o número de pontos acima do LSC é superior à 0,135%. Mesmo o valor do índice  $TDD$  sendo adequado em termos

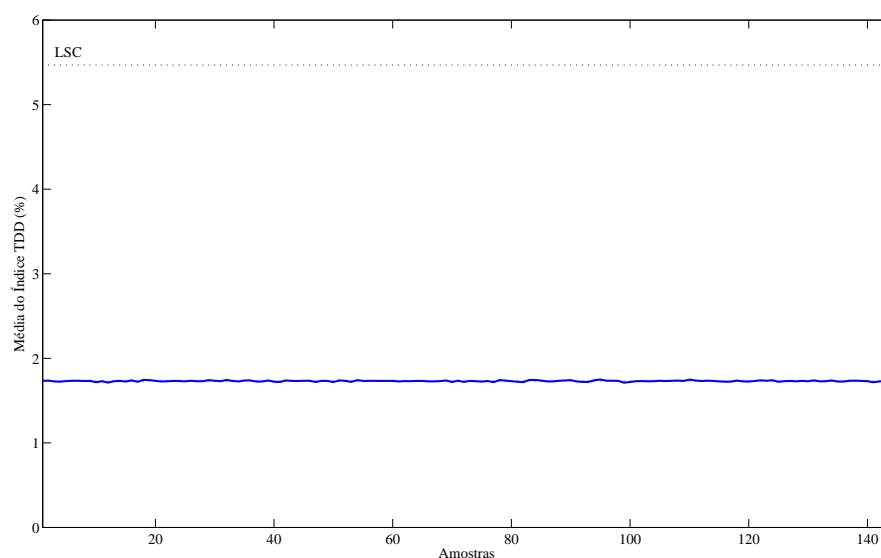


Figura 5.13: Gráfico de Controle da Média do Índice  $TDD$  para o Caso 1

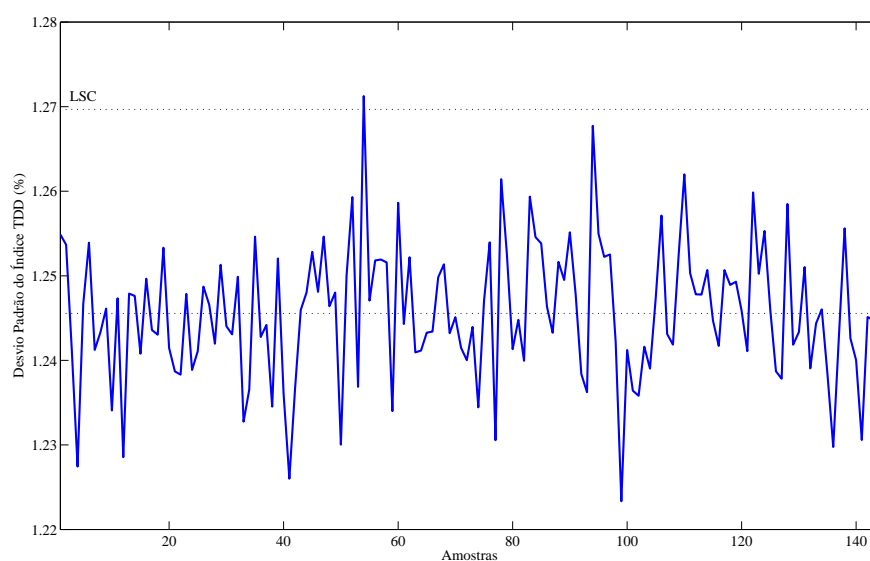


Figura 5.14: Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Índice  $TDD$  para o Caso 1

de qualidade de energia, para os ICP's se analisa a capacidade do processo atender às especificações, ou seja, o número de pontos fora da região de controle estatístico.

Tabela 5.17: Índices de Capacidade do Processo para o Índice  $TDD$  do Caso 1

ICP	$C_p$	$C_{pk}$	$C_{pm}$
TDD (%)	0,73	0,46	0,57

### 5.3 Caso 2: Monitoração de 1 Dia com 1 Medição a cada 12 Ciclos

A agência reguladora de energia elétrica brasileira, ANEEL, ao definir os requisitos dos equipamentos de medição para os níveis de tensão em regime permanente, exige que os valores de tensão eficaz sejam calculados com janelas fixas e consecutivas de 12 a 15 ciclos. Ou seja, a cada 0,2 (ou 0,25) segundos o medidor disponibilizará um valor de tensão eficaz (ANEEL, 2007).

Para avaliar o comportamento dos procedimentos de Controle Estatístico de Qualidade desenvolvidos, caso um medidor com estas características fosse utilizado, integrou-se o banco de dados do caso anterior, para janelas fixas de 12 amostras, e criou-se um novo banco de dados. Desta forma, pretende-se avaliar as diferenças entre os dois casos para as tensões trifásicas. O cálculo dos novos valores de medições foi através da equação 5.1, onde a cada janela consecutiva de 12 ciclos, integra-se o intervalo e se produz um novo valor.

$$V_{1-12} = \sqrt{\frac{V_1^2 + V_2^2 + \dots + V_{12}^2}{12}} \quad (5.1)$$

Na Tabela 5.18 apresentam-se as linhas dos gráficos de controle. Em comparação com o caso anterior, Tabela 5.4, pelo processo de integração calcular a média de 12 medições seguidas, há uma diminuição da variância entre os dados, verificado pela diminuição dos módulos das linhas do Gráfico do Desvio Padrão. Este fato torna menor a área que indica que o processo está sob controle. Outra mudança importante é relativa às linhas dos Gráficos de Controle da Média das tensões, que agora estão na faixa de valores de tensão classificadas como adequadas.

Tabela 5.18: Valores das Linhas dos Gráficos de Controle para o Caso 2

	Limites	Gráfico de Controle de $\bar{X}$	Gráfico de Controle de S
Fase A	(LIC)(LM)(LSC)	(215,72)(220,04)(224,37)	(1,38)(1,44)(1,49)
Fase B	(LIC)(LM)(LSC)	(214,88)(220,07)(225,26)	(1,38)(1,44)(1,49)
Fase C	(LIC)(LM)(LSC)	(215,72)(220,14)(224,37)	(1,66)(1,73)(1,79)

#### 5.3.1 Monitoração da Tensão

Para uma comparação direta entre os valores reais medidos por um analisador de qualidade e os dados integralizados neste caso, algumas considerações devem ser tomadas. Os equipamentos de medição possuem lógicas diferenciadas de detecção de distúrbios (*sag*, *swell*, interrupção) e estimação da duração destes. Mesmo que o evento tenha ocorrido num intervalo menor que a janela de integração (0,2 segundos, por exemplo), o analisador



detecta o distúrbio. Desse modo, a duração dos VTCD's para os dados integralizados através da equação 5.1 é imprecisa. Na Tabela 5.19 são apresentados os eventos de curta duração encontrados da análise do caso em estudo.

Tabela 5.19: VTCD's Encontrados no Período de Análise do Caso 2

Distúrbio	Início medição	Duração	Magnitude	Fases	Amostra
Interrupção	49.658	4	0 p.u.	3	17
Sag	151.188	4	0,73 p.u.	3	51

A duração dos distúrbios, terceira coluna da Tabela 5.19, refere-se ao número de intervalos do tempo de integração onde ocorreu o evento. Numa comparação com a Tabela 5.5 do Caso 1, observa-se que os eventos com duração menor que 12 ciclos não foram detectados. Entretanto, para os mesmos eventos detectados, as informações de magnitude e número de fases afetadas, que caracterizam os distúrbios, foram idênticas. A exceção foi a duração, onde houve uma diminuição da precisão. No Apêndice C são apresentados os pontos de medição destes distúrbios.

Os Pré-Alarmes Nível I de Controle Estatísticos disparados para este caso estão na Tabela 5.20. Em comparação ao caso anterior, com um dado de medição por ciclo, ao dividir os respectivos números de disparos da Tabela 5.6 pelo número de disparos da Tabela 5.20, o resultado varia entre 14,58 e 10,13, com um valor médio de 12,23. A diminuição do número de pontos fora dos limites é proporcional à diminuição do total de medidas em análise. Deste modo, ao usar o controle estatístico de qualidade pode-se aumentar o tempo de integração entre uma medição e outra, sem que se perca a sensibilidade de controle do processo. Com a diminuição do número de pontos discrepantes há uma diminuição da área de controle estatístico, mas as variações no nível de tensão continuam sendo detectadas pelos Pré-Alarmes Nível I.

Tabela 5.20: Pré-Alarmes Nível I Disparados para o Caso 2

Pré-Alarme Nível I	Medições fora dos limites
Tensão Fase A acima da LSC	573
Tensão Fase A abaixo da LIC	614
Tensão Fase B acima da LSC	617
Tensão Fase B abaixo da LIC	569
Tensão Fase C acima da LSC	573
Tensão Fase C abaixo da LIC	614

Como era de se esperar, o número de valores de tensão classificados como críticos e precários diminui devido à diminuição do processo de integração, conforme observa-se na Tabela 5.21. É importante ressaltar que os pontos de tensão crítica referem-se à

interrupção na amostra 17 e ao *sag* na amostra 51. Comparando os dados da Tabela 5.21 com os da Tabela 5.20, observa-se que com a diminuição da área de controle, ou seja com a diminuição do valor do desvio padrão médio, os Pré-Alarmes Nível I para este caso são mais rígidos que as recomendações da ANEEL.

Tabela 5.21: Medições de Tensão Classificadas como Críticas ou Precárias para o Caso 2

Tensão		Medições nesta faixa		
		Fase A	Fase B	Fase C
Precária	Superior	0	0	0
	Inferior	1	1	1
Crítica	Superior	0	0	0
	Inferior	8	8	8

Os Pré-Alarmes Nível II encontrados na monitoração para este caso estão na Tabela 5.22. Em comparação ao Caso 1, Tabela 5.8, houve um aumento na ocorrência de todos os disparos de pré-alarmes. Uma explicação para este aumento é que ao serem integrados os doze valores consecutivos, diminui-se a variabilidade entre as amostras vizinhas resultantes, possibilitando que os pré-alarmes de tendência de aumento ou diminuição do valor eficaz da tensão sejam disparados mais vezes. Outro fato que se deve citar, é a pequena variação dos valores da duração máxima e média entre as duas tabelas.

Tabela 5.22: Pré-Alarmes Nível II Disparados para o Caso 2

Pré-alrme Nível II	Fase	Número de disparos	Duração máxima	Duração média	Duração mínima
PAII-9	A	61	7	5,19	5
PAII-9	B	54	6	5,12	5
PAII-9	C	61	7	5,19	5
PAII-10	A	59	8	5,31	5
PAII-10	B	42	6	5,10	5
PAII-10	C	59	8	5,31	5

## Gestão da Monitoração da QEE

Para o módulo de gestão, onde se analisa os Gráficos de Controle, os Pré-Alarmes Nível I e Nível II disparados estão apresentados na Tabela 5.23 e 5.24, respectivamente. Observa-se que há disparo de Pré-Alarmes Nível I apenas para os intervalos onde ocorreram distúrbios de qualidade de energia. Deste modo, em comparação com o caso anterior, Tabela 5.9 houve uma diminuição dos pré-alarmes de eventos em uma única fase. Quanto aos Pré-Alarmes Nível II, na Fase B, há o disparo do mesmo nos dois casos, já na

Fase *A*, no segundo caso, onde se integrou a sequência de 12 ciclos, não houve o disparo ocorrido no caso anterior, Tabelas 5.10 e 5.24. Os Gráficos de Controle da Fase *B* estão nas Figuras 5.15 e 5.16.

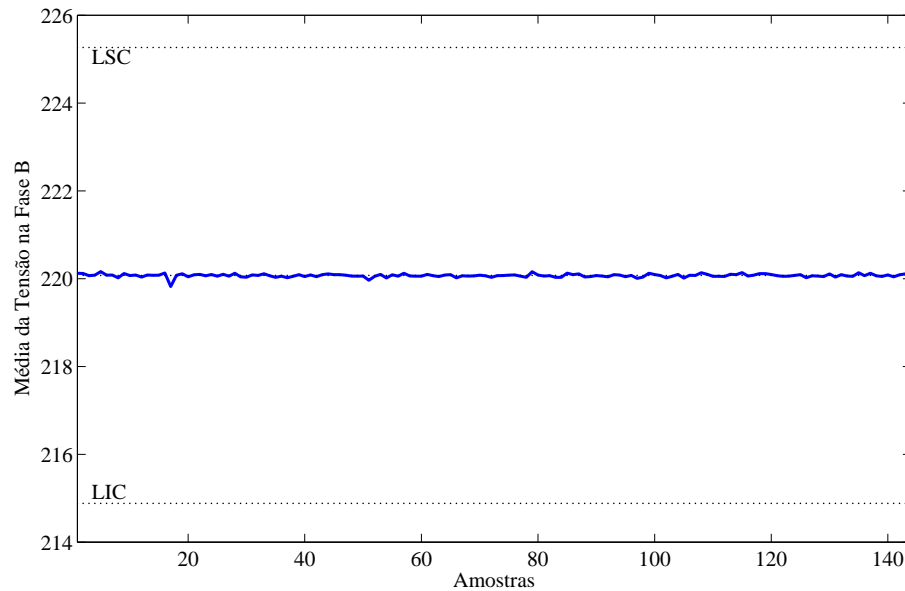


Figura 5.15: Gráfico de Controle da Média da Fase *B* para o Caso 2

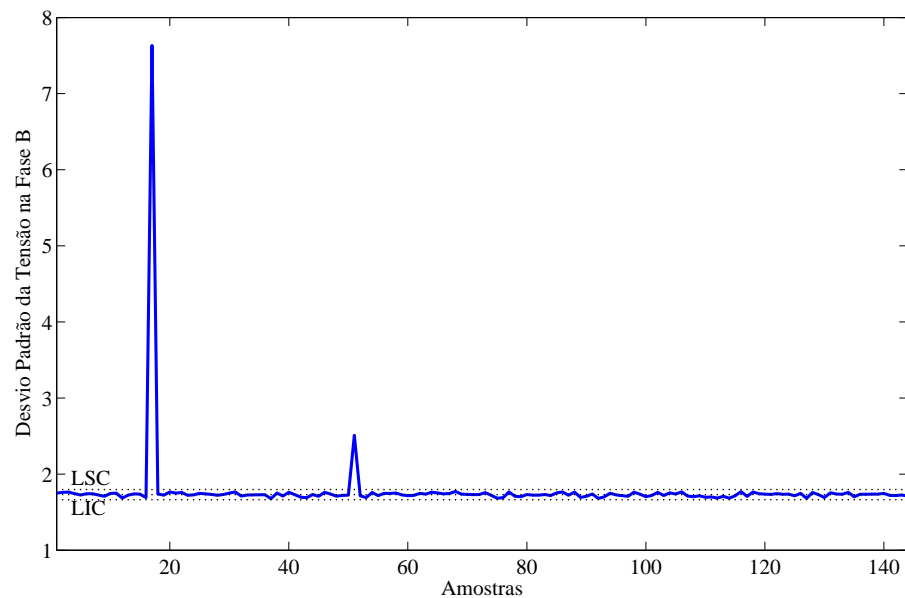


Figura 5.16: Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Fase *B* para o Caso 2

Deste modo é possível concluir que medições de grandezas e índices de qualidade de energia com diferentes janelas de integração não implicam em mudanças nas técnicas de Controle Estatístico de Qualidade, nem mesmo perde-se em sensibilidade do controle do processo. Nos dois casos estudados, no primeiro com janela de integração igual a um

Tabela 5.23: Pré-Alarmes Nível I do Gráfico de Controle do  $S$  para o Caso 2

Pré-Alarme Nível I	Amostras	
Desvio Tensão Fase <i>A</i> acima do LSC	17	51
Desvio Tensão Fase <i>B</i> acima do LSC	17	51
Desvio Tensão Fase <i>C</i> acima do LSC	17	51

Tabela 5.24: Pré-Alarmes Nível II do Gráfico de Controle da  $\bar{X}$  para o Caso 2

Pré-Alarme Nível II	Fase	Amostra início	Duração
PAII - 9	B	44	5

ciclo, e no segundo, com janela igual a 12 ciclos, os principais eventos, sejam alarmes ou pré-alarmes dos dois níveis, apresentaram proporcionalidade com a diminuição do número total de medidas. Assim sendo, o tempo entre uma medição e outra, fator que muda de acordo com o tipo, marca e configuração dos analisadores de qualidade de energia, não implica em alterações no controle do processo através das técnicas de Controle Estatístico.

Os Índices de Capacidade do Processo novamente, como no caso anterior, foram todos iguais a um, como na Tabela 5.11, mostrando que o número de pontos acima do LSC ou abaixo do LIC é elevado.

## 5.4 Caso 3: 7 horas de Monitoração Real com 1 Medição por Ciclo

O Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, LabPlan, possui o Projeto Sistema de Medição Fasorial Sincronizada com Aplicações em Sistemas de Energia Elétrica, MedFasee, no qual realizam-se medições dos valores de módulo e ângulo das tensões trifásicas para monitoração e estudo de estabilidade do Sistema Integrado Nacional. Um equipamento instalado em um dos prédios do Centro de Tecnologia da Universidade Federal de Santa Catarina, realiza medições das tensões trifásicas de baixa tensão do circuito que alimenta os aparelhos de ar condicionado do edifício (DECKER et al., 2005).

Este medidor informa o valor de módulo e ângulo a cada ciclo. Utilizou-se um período de sete horas de medições dos módulos das tensões trifásicas, das onze horas até as vinte horas, do dia 22 de novembro de 2007, totalizando 1.512.000 medições. A escolha deste período se deve ao fato de que neste intervalo apenas 11 ciclos apresentaram alguma falha na medição e/ou comunicação. Estes 11 pontos corrompidos foram substituídos pelos valores do ciclo que os antecede, tendo em vista que nenhum procedimento foi

desenvolvido a priori, caso problemas de medição fossem encontrados.

Os valores das linhas de controle estatístico para a monitoração da tensão e do desequilíbrio de tensão, para o intervalo de sete horas analisados, estão apresentados na Tabela 5.25. É importante lembrar que para a construção destes limites, caso as amostras caracterizassem distúrbios de qualidade de energia, VTCD's para a tensão e fator K acima de 5% para o desequilíbrio, estes pontos deveriam ser expurgados.

Tabela 5.25: Valores das Linhas dos Gráficos de Controle para o Caso 3

	Limites	Gráfico de Controle de $\bar{X}$	Gráfico de Controle de S
Fase A	(LIC)(LM)(LSC)	(215,61)(218,72)(221,84)	(0,00)(0,58)(1,46)
Fase B	(LIC)(LM)(LSC)	(217,55)(220,69)(223,83)	(0,00)(0,50)(1,46)
Fase C	(LIC)(LM)(LSC)	(218,22)(221,91)(225,60)	(0,00)(0,53)(1,36)
Desequilíbrio			
$K_2$	(LM)(LSC)	(0,8165)(1,3717)	(0,1222)(0,2091)
$K_3$	(LM)(LSC)	(0,8655)(1,4537)	(0,1292)(0,2222)
$K_4$	(LM)(LSC)	(1,4537)(2,4824)	(0,2242)(0,3891)

Dos dados da Tabela 5.25 observa-se que todas as linhas dos Gráficos de Controle da Média das tensões nas três fases são caracterizadas como valores de tensão adequada, de acordo com o órgão regulador. Como os limites inferiores do Gráfico de Controle do Desvio Padrão das tensões, calculado através do "limite dos 3 sigmas" resultou em um valor negativo, substituiu-se o valor da LIC por zero. Para o desequilíbrio de tensão observa-se que apenas o limite superior de controle, LSC, do método de cálculo do IEEE,  $K_4$ , ultrapassou os 2% utilizados como limite normalizado para este fenômeno.

#### 5.4.1 Monitoração da Tensão

Para o período em análise nenhum distúrbio de qualidade do valor eficaz foi detectado. Os Pré-Alarmes Nível I e Nível II disparados para a etapa de monitoração estão na Tabela 5.26 e 5.27, respectivamente.

Neste caso com medições reais, ao contrário dos casos virtuais anteriores, existem momentos em que o nível de tensão mantém-se em um nível contínuo. Em alguns casos estes patamares localizam-se fora da região de Controle estatístico de Qualidade. Por isso, na Tabela 5.26 a segunda coluna informa o número de disparos, ou seja, o número de intervalos onde a tensão eficaz esteve fixa em um valor contínuo fora dos limites. Na terceira coluna estão os pontos de medição, no caso, os ciclos, que estão acima da linha superior ou abaixo do limite inferior.

Os Pré-Alarmes Nível II PAII-3 à PAII-8 dispararam um número elevado de vezes, sendo a maioria de disparos consecutivos. Por exemplo, da amostra 1 até a amostra 7630,

Tabela 5.26: Pré-Alarmes Nível I Disparados para o Caso 3

Pré-Alarme Nível I	Número de Disparos	Medições fora dos Limites	Duração máxima	Duração média	Duração mínima
Tensão Fase <i>A</i> acima do LSC	57	1.372	231	24,07	1
Tensão Fase <i>A</i> abaixo do LIC	164	3.097	600	18,88	1
Tensão Fase <i>B</i> acima do LSC	111	8.007	4.308	18,88	1
Tensão Fase <i>B</i> abaixo do LIC	39	384	72	9,84	1
Tensão Fase <i>C</i> acima do LSC	16	214	64	13,37	1
Tensão Fase <i>C</i> abaixo do LIC	27	365	25	9,81	1

da Fase *A* houve o disparo consecutivo e contínuo dos pré-alarmes PAII-4, PAII-6 e PAII-8, configurando que a tensão neste intervalo estava num patamar limítrofe de valores. Neste intervalo de tempo, o valor médio da tensão na fase *A* é 217,53 Volts, o valor médio da fase *B* 219,78 Volts e o valor médio da tensão na fase *C* 221,58 Volts, ambos os três classificados como níveis adequados de tensão. Numa instalação este fato ocorre devido a uma configuração de carga que não altera o nível de tensão no intervalo.

Desta forma, para evitar o disparo contínuo de pré-alarmes quando uma configuração de carga faz com que a tensão fique estabilizada em uma faixa de valores, reconfiguram-se os pré-alarmes de modo menos rígido. A configuração inicial onde se considerava uma situação inadequada valores consecutivos entre a média mais (ou menos) um desvio padrão e o limite superior (ou inferior) foi alterada para considerar inadequados pontos consecutivos entre o valor médio mais (ou menos) dois desvios padrões e os limites dos gráficos. Os novos dados de disparo de pré-alarmes está na Tabela 5.28, caracterizando uma recalibração do Caso 3.

## Constatações e Recomendações

Nota-se uma diminuição do número de pré-alarmes disparados, mas mesmo assim, para o número de pontos em análise, há um número significativo de disparos, principalmente para os pré-alarmes PAII-3, PAII-5 e PAII-7, que caracterizam valores menores que a média. Se considerarmos o fato de que nesta análise os valores de tensão sempre estiveram na faixa de 201 a 229 Volts, logo adequada segundo a ANEEL (2007), imagina-se que não haveria a necessidade de preocupação com níveis inadequados de tensão. Desta forma, para o controle estatístico do nível de tensão nesta instalação não se justifica a aplicação de regras suplementares de decisão para pontos consecutivos.

Assim, pode-se definir como recomendação de que ao tratar-se da monitoração da tensão em casos onde a variabilidade é pequena, como neste caso, a única regra suplementar, ou seja pré-alarme, deve ser a regra de tendência (Pré-Alarmes PAII-9 e PAII-10).

Tabela 5.27: Pré-Alarmes Nível II Disparados para o Caso 3

Pré-Alarme Nível II	Fase	Número de Disparos	Duração máxima	Duração média	Duração mínima
PAII-1	A	373	3.067	89,09	5
	B	149	5.657	176,92	5
	C	314	2.801	100,80	5
PAII-2	A	41	311	20,78	5
	B	23	4.247	241,39	5
	C	4	312	84,50	5
PAII-3	A,B e C	253	6.041	261,57	11
	A	557	6.224	184,13	11
	B	421	10.615	109,22	11
	C	589	26.235	219,69	11
PAII-4	A,B e C	76	1.990	106,96	11
	A	183	3.757	115,50	11
	B	356	4.062	113,44	11
	C	259	4.387	136,50	11
PAII-5	A,B e C	213	6.043	312,19	14
	A	480	6.310	215,23	14
	B	359	10.617	129,26	14
	C	516	26.238	252,41	14
PAII-6	A,B e C	70	2.047	117,98	14
	A	155	3.760	137,62	14
	B	315	4.063	130,42	14
	C	233	4.390	153,59	14
PAII-7	A,B e C	176	6.047	381,16	21
	A	384	6.353	217,89	20
	B	282	10.621	166,57	20
	C	413	26.520	318,33	20
PAII-8	A,B e C	55	2.049	152,36	22
	A	123	3.766	176,57	20
	B	253	4.065	164,67	20
	C	189	4.397	191,93	20
PAII-9	A	4.285	20	5,77	5
	B	4.179	20	5,73	5
	C	3.875	16	5,77	5
PAII-10	A	5.277	17	5,91	5
	B	5.070	17	5,88	5
	C	4.697	17	5,81	5

Tabela 5.28: Pré-Alarmes Nível II Disparados para o Caso 3 após Recalibração

Pré-Alarme Nível II	Fase	Número de Disparos	Duração máxima	Duração média	Duração mínima
PAII-3	A,B e C	39	538	89,28	11
	A	213	3.069	140,66	11
	B	106	5.463	160,73	11
	C	239	2.459	112,27	11
PAII-4	A,B e C	0	0	0	0
	A	15	2.459	113,92	11
	B	13	4.256	134,37	11
	C	1	313	313	313
PAII-5	A,B e C	32	2.459	122,95	14
	A	191	3.071	153,39	14
	B	92	5.464	171,71	14
	C	213	2501	128,88	14
PAII-6	A,B e C	0	0	0	0
	A	12	2.501	130,54	14
	B	10	4.258	151,36	14
	C	1	313	313	313
PAII-7	A,B e C	23	2.501	140,20	20
	A	152	3.075	177,59	20
	B	71	5.467	196,67	20
	C	159	2.505	162,62	20
PAII-8	A,B e C	0	0	0	0
	A	10	2.005	163,48	20
	B	10	5.020	183,87	20
	C	1	303	303	303

Outra observação importante desta análise é que os pré-alarmes PAII-3, PAII-5 e PAII-7 e PAII-2, PAII-4 e PAII-6 possuem relação entre si. Um exemplo claro é o número idêntico de disparos dos pré-alarmes PAII-2, PAII-4 e PAII-6 para a Fase *C*. Uma sequência de pontos que dispara os pré-alarmes PAII-7 (ou PAII-8) na maioria das vezes, já dispararam os pré-alarmes PAII-3 e PAII-5 (ou PAII-2 e PAII-4). Entretanto, uma nova sequência de pontos que desative os pré-alarmes PAII-3 e PAII-5 (ou PAII-2 e PAII-4) não necessariamente desative o pré-alarme PAII-7 (ou PAII-8). Por exemplo, uma sequência de 91 pontos da tensão da Fase *A* (amostras 1200202 à 1200291), o pré-alarme PAII-7 ficou ativado durante todo o intervalo de amostras. Por sua vez, os pré-alarmes PAII-3 e PAII-5 foram desativados por uma sequência de 3 pontos abaixo da linha correspondente ao valor médio mais dois desvios padrões.

Desta forma, caracterizam-se os pré-alarmes PAII-3 e PAII-4 como sendo mais sen-



síveis, com respostas rápidas às variações dos níveis de tensão. Estes pré-alarmes também se caracterizam por uma maior facilidade de disparo, ou seja, possuem uma taxa de ocorrência mais alta que os demais. Por sua vez, os Pré-Alarmes PAII-7 e PAII-8 possuem uma resposta mais lenta às variações e uma taxa de ocorrência menor, entretanto, a duração dos eventos é maior do que nos pré-alarmes PAII-3 (ou PAII-4) e PAII-5 (ou PAII-6). Os pré-alarmes PAII-5 e PAII-6, seriam a configuração intermediária entre os pré-alarmes PAII-3 (ou PAII-4) e PAII-7 (ou PAII-8). Logo, a utilização dos 3 em conjuntos não se justifica tendo em vista que poucas vezes eles atuaram isolados. Logo se deve fazer a escolha dentre os 3 de acordo com as características da instalação.

### Gestão da Monitoração da QEE

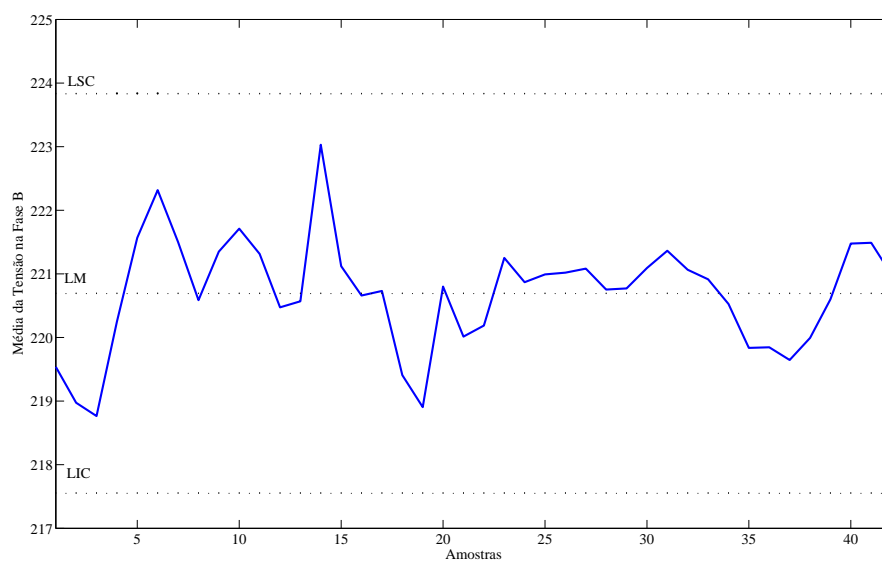
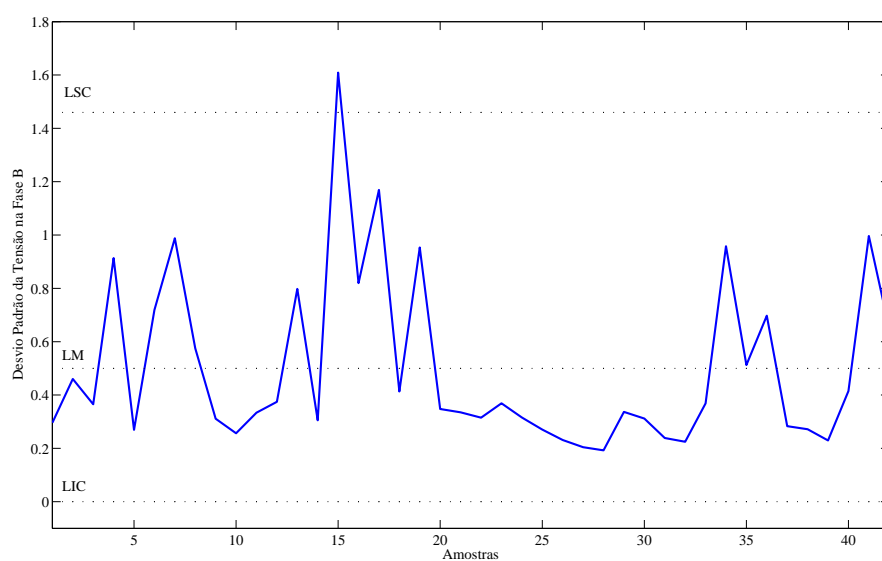
Nas Figuras 5.17 e 5.18 estão, respectivamente os Gráficos de Controle da Média e do Desvio Padrão para a Tensão da Fase *B*. Os Gráficos de Controle das outras duas fases estão no Apêndice D.

Para o Controle Estatístico de Qualidade das amostras os Pré-Alarmes Nível I e Nível II disparados estão, respectivamente nas Tabelas 5.29 e 5.30. No intervalo 15 há uma mudança significativa no perfil de tensão devido a uma diferença importante entre o módulo das tensões no início do intervalo para o módulo das tensões no fim do intervalo. Esta diferença, caracterizada pelo desvio padrão de 1,6091 e 1,3669 para as fases B e C, respectivamente, é maior que os limites calculados. Já para a Fase *A*, o desvio padrão de 1,3318 é inferior ao estipulado como limite. Desta forma há o disparo dos alarmes conforme a Tabela 5.29.

Uma diferença significativa entre o caso real (Caso 3) e o caso virtual (Caso 1), que possuem o mesmo intervalo de medição (1 ciclo) é que nos gráficos de Controle, para o caso real existem variações significativas nos valores da média e do desvio padrão. Estas variações permitem que ao se analisar os gráficos das Figuras 5.17 e 5.18, as mudanças nos níveis de tensão a cada intervalo de 10 minutos são facilmente observadas. Desta forma, a análise dos Gráficos de Controle, além de avaliar a qualidade da tensão fornecida, é possível, para um período maior de medição, avaliar mudanças cíclicas e repetitivas da variável sob análise. A definição destas variações periódicas é importante para que os responsáveis pela instalação se previnam de situações que venham a causar danos técnicos e financeiros.

Tabela 5.29: Pré-Alarmes Nível I dos Gráficos de Controle do S do Caso 3

Pré-Alarme Nível I	Amostras
Desvio Tensão Fase <i>B</i> acima do LSC	15
Desvio Tensão Fase <i>C</i> acima do LSC	15

Figura 5.17: Gráfico de Controle da Média da Fase *B* para o Caso 3Figura 5.18: Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Fase *B* para o Caso 3Tabela 5.30: Pré-Alarmes Nível II dos Gráficos de Controle de  $\bar{X}$  do Caso 3

Pré-Alarme Nível II	Fase	Amostra início	Duração
PAII - 9	A	32	5
PAII - 9	C	31	6

Novamente, para os Índices de Capacidade do Processo referentes à tensão, o valor dos três ICPs foi igual a 1, devido ao processo ser centrado, bilateral e usar-se para definição das linhas o "limite dos 3 sigmas". O número de elementos fora da região de controle do

gráfico ficou entre 0,007% e 0,27% do total das medições, conforme observa-se na Tabela 5.26, classificando o processo como incapaz de atender as especificações.

Neste caso, mesmo não havendo nenhum nível de tensão classificado como crítico ou precário, ou seja, todos os pontos medidos foram classificados como adequados, mas mesmo assim, os Índices de Capacidade do Processo classificam o processo como incapaz. Logo, conclui-se que não existe relação direta entre os ICP's e as tabelas de níveis precários e críticos da ANEEL, devendo os índices serem usados em conjunto com os Pré-Alarmes na identificação das várias situações de nível inadequado.

### 5.4.2 Monitoração do Desequilíbrio de Tensão

Aplicando-se os três métodos de cálculo do fator de desequilíbrio, dos 1.512.000 pontos calculados, em apenas 60 pontos o fator  $K$ , para os três métodos, foi superior aos 2% recomendados como aceitáveis. Na Tabela 5.31 são apresentados os valores do desequilíbrio para 95% dos casos. Na Figura 5.19 está o histograma para o método de cálculo  $K_2$ , no Apêndice D estão os histogramas dos outros 2 métodos. Nota-se que o sistema apresenta, segundo a análise tradicional, um desequilíbrio entre as fases adequado.

Tabela 5.31: Desequilíbrio P(95%) para o Caso 3

Método de Cálculo	K (95%)
$K_2$	1,1235
$K_3$	1,1853
$K_4$	2,0173

Na análise de todos os pontos monitorados, em 60 medições o fator  $K$  nos três métodos de cálculo ficou acima da recomendação das normas, e foram considerados distúrbios de qualidade de energia elétrica. Estes 60 pontos acima dos 2% recomendados dividem-se em 12 seqüências, onde 9 destes fenômenos de qualidade de energia elétrica, os alarmes foram antecidos pelo disparo de Pré-Alarmes Nível I, e as outras 3 seqüências antecidas pelo disparo de Pré-Alarmes Nível II, com uma antecidência mínima de 2 dados de medição e máxima de 5 medições. Logo, é possível concluir que os pré-alarmes são eficientes para antecipar os desequilíbrios de tensão.

Os Pré-Alarmes Nível I e Nível II disparados para todas as medições estão na Tabela 5.32 e 5.33. Neste estudo, um desequilíbrio de tensão só é considerado um fenômeno de qualidade de energia elétrica quando o valor calculado pelos três métodos está acima dos 2%. Por isso, como nota-se na Tabela 5.32, o número de disparos é maior que o número dos 60 fenômenos encontrados. Para os Pré-Alarmes Nível II, observa-se que a duração dos Pré-Alarmes PAII-1, PAII-3 e PAII-5 são significativas, em alguns casos maiores que 1 minuto.

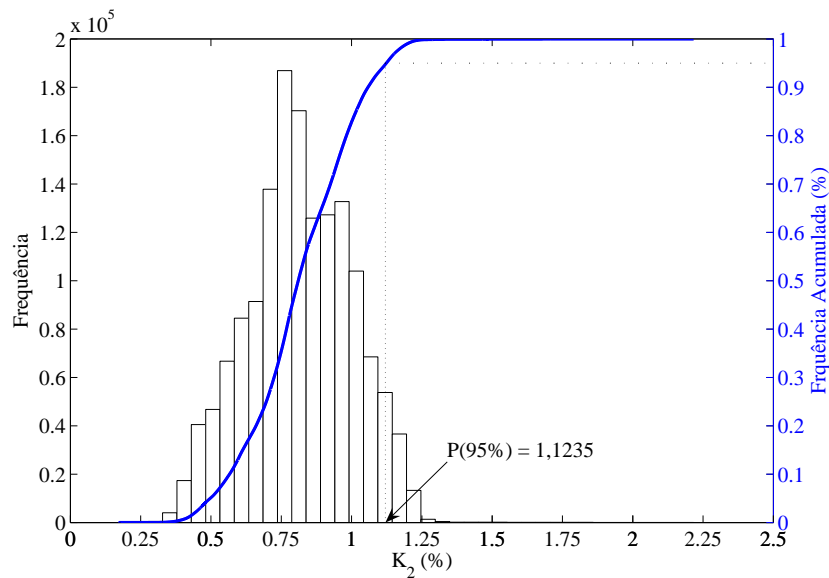


Figura 5.19: Histograma do Desequilíbrio de Tensão ( $K_3$ ) para o Caso 3

Tabela 5.32: Pré-Alarmes Nível I de Desequilíbrio Disparados para o Caso 3

Método de Cálculo	Número de Disparos	Medições fora dos Limites	Duração máxima	Duração média	Duração mínima
$K_2$	143	1043	13	7,29	1
$K_3$	137	979	13	7,14	1
$K_4$	121	848	14	7	1

## Gestão da Monitoração da QEE

Nas Figuras 5.20 e 5.21 estão representados respectivamente os Gráficos de Controle da Média e do Desvio Padrão do fator  $K_4$ . Os gráficos dos outros dois métodos de cálculo estão no Apêndice D.

Na análise das amostras há apenas um disparo do Pré-Alarme Nível II, PAII-10, na mesma sequência para os três métodos de cálculo, conforme Tabela 5.34. Entretanto, para o período de tempo em que há o disparo deste pré-alarme efetivamente não ocorre nenhuma das 12 sequências de valores do fato  $K$  acima de 2%. No período das amostras 34 a 40, onde ocorreram os disparos do PAII-10 não chegou a evoluir até uma real situação de desequilíbrio de tensão. Os 60 pontos que caracterizam um fenômeno estão nas janelas de tempo entre as amostras 5 à 23, onde o valor médio, Figura 5.20, esteve quase sempre acima da linha média.

Na Tabela 5.35 estão os índices de capacidade do processo. Observa-se que o processo é razoavelmente capaz de atender as especificações, já que  $C_{pk}$  para as três fases é

Tabela 5.33: Pré-Alarmes Nível II de Desequilíbrio Disparados para o caso 3

Pré-Alarme Nível II	Método de Cálculo	Número de Disparos	Duração máxima	Duração média	Duração mínima
PAII-1	$K_2$	632	2882	359,70	5
	$K_3$	106	1732	301,31	5
	$K_4$	66	1760	297,38	5
PAII-3	$K_2, K_3$ e $K_4$	973	10421	189,90	11
	$K_2$	1054	4233	61,72	11
	$K_3$	1799	1545	45,45	11
	$K_4$	1372	2332	63,07	11
PAII-5	$K_2, K_3$ e $K_4$	780	10422	249,36	14
	$K_2$	876	4235	75,46	14
	$K_3$	1500	1547	55,76	14
	$K_4$	1105	2334	79,13	14
PAII-7	$K_2$	816	10050	203,45	20
	$K_3$	1288	10741	425,90	20
PAII-10	$K_2$	4496	14	5,65	5
	$K_3$	4682	13	5,65	5
	$K_4$	5	8	6,2	5

Tabela 5.34: Pré-Alarmes Nível II dos Gráficos de Controle da  $\bar{X}$  para o Caso 3

Pré-Alarme Nível II	Método de Cálculo	Amostra início	Duração
PAII - 10	$K_2$	34	6
PAII - 10	$K_3$	34	6

classificado como razoavelmente capaz. Mesmo com um número pequeno de pontos que caracterizam fenômenos de qualidade de energia elétrica, o número de pontos fora das áreas de Controle Estatístico de Qualidade é no mínimo 0,0561%, classificando o processo como razoavelmente capaz de atender as especificações.

Tabela 5.35: Índices de Capacidade do Processo do Desequilíbrio para o Caso 3

ICP	$K_2$	$K_3$	$K_4$
$C_p$	1,24	1,23	1,21
$C_{pk}$	1,00	1,00	1,00
$C_{pm}$	1,01	1,01	1,03

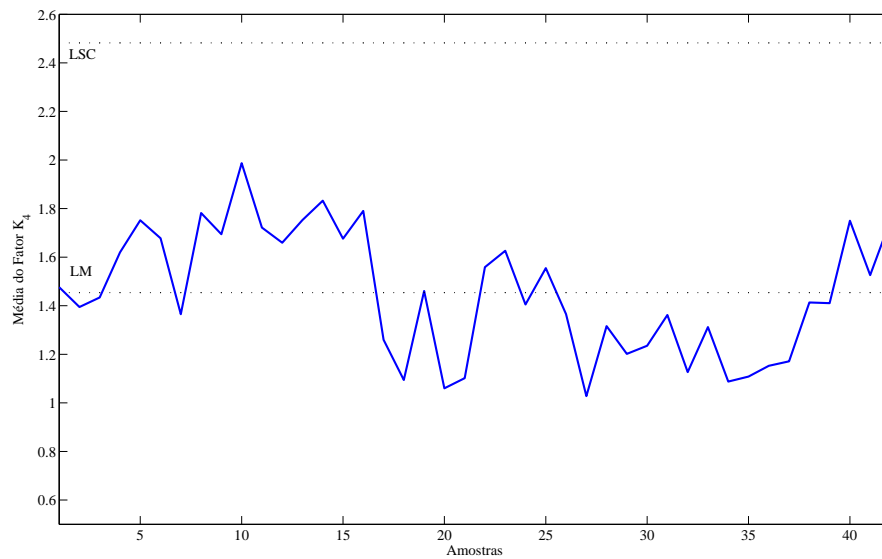


Figura 5.20: Gráfico de Controle da Média do Fator  $K_4$  para o Caso 3

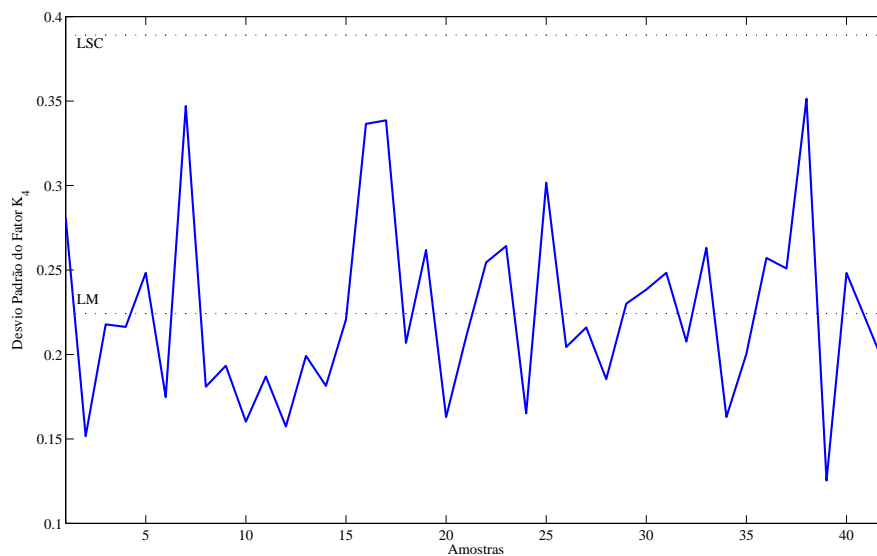


Figura 5.21: Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Fator  $K_4$  para o Caso 3

## 5.5 Caso 4: 1 Mês de Monitoração Real com 1 Medição por Minuto

Neste segundo caso real foram utilizadas medições do registrador de qualidade em energia RQE III P da Reason instalado para monitorar o Bloco 2 da UNIVALI. O período de análise compreende os dias entre 2 de março e 2 de abril de 2007. Este equipamento armazena o valor médio, mínimo e máximo da variável sob análise para um período de integração de 1 minuto (FACCENDA et al., 2007).

Como analisado no Caso 2, pode-se aplicar o Controle Estatístico de Qualidade para valores médios de um intervalo sem que se perca a capacidade de controle do processo. Deste modo, será aplicado o procedimento de controle estatístico para os valores médios. As linhas dos Gráficos de Controle são apresentados na Tabela 5.36.

Observa-se que os limites inferiores, para as três tensões do Gráfico de Controle da Média, enquadram-se como valores adequados, enquanto que os limites superiores são classificados como críticos. Quanto às linhas do Gráfico de Controle do Desvio Padrão, a LIC foi estipulada como igual a zero, para que este limite não seja negativo.

Para os fatores de desequilíbrio, a linha central do gráfico da média para os três métodos de cálculo implementados ficaram abaixo do limite recomendado de 2%. Por outro lado, o limite superior ultrapassou este limite, ainda mais o fator  $K_4$  recomendado pelo IEEE, onde a LSC está 75% acima do limite.

Tabela 5.36: Valores das Linhas dos Gráficos de Controle para o Caso 4

	Limites	Gráfico de Controle de $\bar{X}$	Gráfico de Controle de S
Fase A	(LIC)(LM)(LSC)	(211,17)(225,02)(238,87)	(0,00)(0,7791)(1,8272)
Fase B	(LIC)(LM)(LSC)	(215,85)(227,31)(238,76)	(0,00)(0,9156)(2,37)
Fase C	(LIC)(LM)(LSC)	(213,73)(226,13)(238,53)	(0,00)(0,80)(1,99)
Desequilíbrio			
$K_2$	(LM)(LSC)	(0,8522)(2,09)	(0,1374)(0,3870)
$K_3$	(LM)(LSC)	(0,8890)(2,1554)	(0,1422)(0,2394)
$K_4$	(LM)(LSC)	(1,4612)(3,5056)	(0,2394)(0,6772)
Harmônicas ( $TDD$ )			
Fase A	(LM)(LSC)	(20,5805)(37,1576)	(0,9172)(4,0713)
Fase B	(LM)(LSC)	(44,0218)(60,2833)	(0,9621)(5,0477)
Fase C	(LM)(LSC)	(30,3194)(46,1339)	(0,6588)(4,0103)

Quanto à distorção harmônica de corrente observa-se que para as três fases, a Linha Média de Controle, LM, ultrapassa o valor recomendado, e também que, o módulo do desvio padrão é elevado, tendo em vista que as linhas do Gráfico de Controle do Desvio Padrão possuem valores significativos, com destaque para o Limite Superior de Controle.

### 5.5.1 Monitoração da Tensão

Analisando apenas os valores médios a cada intervalo de 1 minuto encontra-se apenas um distúrbio de qualidade de energia, conforme Tabela 5.37. Esta interrupção foi antecedida pelo disparo de um Pré-Alarme Nível I de tensão abaixo da LIC, nas três fases, que foi iniciado no ciclo 3.862, ou seja, duas medições antes do início deste VTCD. Este foi o único Pré-Alarme Nível I que disparou no período em análise.

Tabela 5.37: VTCD's Detectados no Período de Análise Considerando Apenas os Valores Médios

Distúrbio	Início medição	Duração	Magnitude	Fases	Amostra
Interrupção	3864	4	0 p.u.	3	387

Para a monitoração da tensão através das técnicas de Controle Estatístico de Qualidade desenvolvidas, são utilizados apenas os valores médios de tensão medidos pelo analisador. Entretanto, com o intuito de aprofundar a análise, apenas para a detecção dos distúrbios que alteram o valor da tensão eficaz (VTCD's), foram avaliados os valores máximos e mínimos. O objetivo é identificar se existe relação entre os alarmes para os valores máximos e mínimos e os pré-alarmes dos valores médios.

Desta forma, com o valor mínimo busca-se detectar interrupções e *sags* e com o valor máximo informados pelo equipamento detectar-se os *swells*. Naturalmente, com os valores máximos e mínimos, o número de alarmes de VTCD's é maior para o período monitorado, conforme Tabela 5.38. Destes distúrbios os três primeiros, que ocorreram para as três fases, foram antecidos pelo disparo de Pré-Alarmes Nível I (sinalizado pelos valores médios) uma medição antes do início do evento. As variações de tensão de curta duração que ocorreram em uma ou duas fases também foram antecidas do disparo de Pré-Alarmes Nível I na sua respectiva fase. Ou seja, tanto os distúrbios das Tabela 5.37 como os da Tabela 5.38 foram antecidos pelo disparo de pré-alarmes 1 minuto antes da ocorrência do fenômeno.

Assim, é possível concluir que, mesmo considerando apenas os valores médios, o procedimento de monitoração desenvolvido possui sensibilidade na sinalização das situações inadequadas que são informadas pelo valores máximos ou mínimos do intervalo de integração do analisador.

Tabela 5.38: VTCD's Detectados no Período de Análise Considerando Valores Máximos e Mínimos

Distúrbio	Início medição	Duração	Magnitude	Fases	Amostra
<i>Sag</i>	100	2	0,57 p.u.	3	11
Interrupção	3863	5	0 p.u.	3	387
<i>Swell</i>	4052	2	1,10 p.u.	3	406
<i>Swell</i>	4261	2	1,11 p.u.	C	427
<i>Swell</i>	4274	2	1,11 p.u.	C	428
<i>Sag</i>	4386	3	0,89 p.u.	A e C	439
<i>Swell</i>	4378	3	1,11 p.u.	C	439

Voltando a considerar apenas os valores médios registrados pelo analisador, ocorreu apenas um Pré-Alarme Nível I. O Módulo de Monitoração também analisa e classifica os



níveis de tensão de acordo os limites do órgão regulador, ANEEL (2007). Conforme a Tabela 5.39 há um número significativo de pontos onde a tensão medida se classifica como precária ou crítica. Os pontos referentes à tensão crítica inferior devem-se à interrupção da Tabela 5.37. Os valores de tensão precária e crítica são maiores que o número de disparos de Pré-Alarmes Nível I pois o limite superior de controle já está na faixa de tensão crítica.

Tabela 5.39: Medições de Tensão Classificadas como Críticas ou Precárias para o Caso 4

Tensão		Medições nesta faixa		
		Fase <i>A</i>	Fase <i>B</i>	Fase <i>C</i>
Precária	Superior	839	1462	1021
	Inferior	1	1	1
Crítica	Superior	264	256	316
	Inferior	4	4	4

Os Pré-Alarmes Nível II encontrados para o período sob análise estão na Tabela 5.40. Todos os pré-alarmes PAII-3, PAII-5 e PAII-7 nas fases *A* e *C*, exceto um PAII-3 na fase *C*, foram disparados pela mesma seqüência de pontos, confirmando a relação entre estes três tipos de pré-alarmes discutidos no Caso 3.

### Gestão da Monitoração da QEE

Avaliando-se os Gráficos de Controle da Média e do Desvio Padrão para a fase *A*, Figuras 5.22 e 5.23, observa-se claramente que a interrupção ocorreu na amostra 387. Para o gráfico do desvio padrão há, também, o disparo de outros Pré-Alarmes Nível I, conforme a Tabela 5.41. Os Gráficos de Controle para as fases *B* e *C* estão no Apêndice E.

Os Pré-Alarmes Nível II disparados para o Gráfico de Controle da Média estão na Tabela 5.42. Os dois pré-alarmes PAII-1 foram disparados nas duas fases pela mesma seqüência de amostras, da amostra 420 à amostra 425, sinalizando que o nível de tensão estava elevado para o período de tempo correspondente. A tensão média para este período, nas duas fases é também classificada como crítica, justificando a sinalização do pré-alarme. Os pré-alarmes de tendência, PAII-9 e PAII-10, foram disparados pelas variações nos níveis médios das tensões, como é possível observar visualmente no gráfico da Figura 5.22, a partir da amostra 250, onde os valores médios da tensão estavam abaixo da LM e então, passaram a encontrar-se acima da linha média de controle.

Novamente, para os valores de tensão os Índices de Capacidade do Processo foram todos iguais a um, isto é, havendo apenas 1 ponto dos 4.569 fora dos limites da área

Tabela 5.40: Pré-Alarmes Nível II Disparados para o Caso 4

Pré-Alarme Nível II	Fase	Número de Disparos	Duração máxima	Duração média	Duração mínima
PAII-1	A	8	16	8,25	5
	B	1	6	6	6
	C	9	15	9	5
PAII-2	B	1	5	5	5
PAII-3	A	4	18	15,25	12
	C	4	17	14,50	13
PAII-5	A	4	20	17	14
	C	3	24	18,67	16
PAII-7	A	3	31	30	29
	C	3	28	25,33	20
PAII-9	A	31	11	5,77	5
	B	45	10	5,97	5
	C	34	11	5,47	5
PAII-10	A	42	8	5,54	5
	B	47	14	6,10	5
	C	50	17	5,76	5

Tabela 5.41: Pré-Alarmes Nível I dos Gráficos de Controle da Tensão

Gráfico	Fase	Pré-Alarmes Nível I		Amostras		
$\bar{X}$	A	acima LSC		387		
$\bar{X}$	B	acima LSC		387		
$\bar{X}$	C	acima LSC		387		
S	A	acima LSC		387	450	
S	B	acima LSC	154 251	387		
S	B	acima LSC		387	399	409

de controle do gráfico da média, o processo foi classificado como razoavelmente capaz de atender as especificações.

### 5.5.2 Monitoração dos Desequilíbrios de Tensão

Conforme já mencionado, neste trabalho considera-se que um desequilíbrio de tensão é preocupante, ou seja, se torne um fenômeno de qualidade de energia elétrica, quando o fator  $K$  para os três métodos de cálculo implementados ultrapassar o limite de 2% recomendados. Deste modo, em apenas 29 medições considera-se que ocorreu um problema de qualidade de energia. Na Tabela 5.43 é apresentado o módulo do fator  $K$  para os três métodos de cálculo para 95% dos casos. Na Figura 5.24 está o histograma para o método

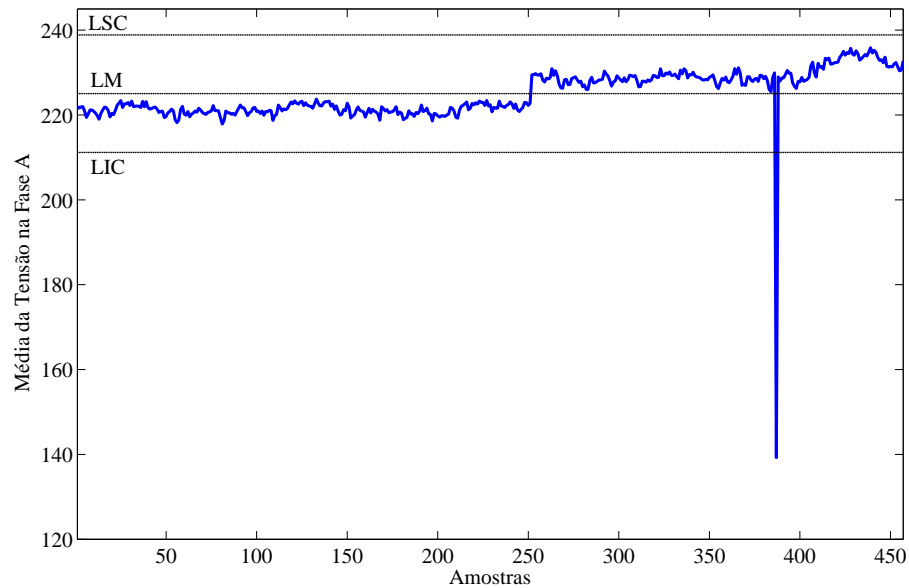


Figura 5.22: Gráfico de Controle da Média da Tensão na Fase A para o Caso 4

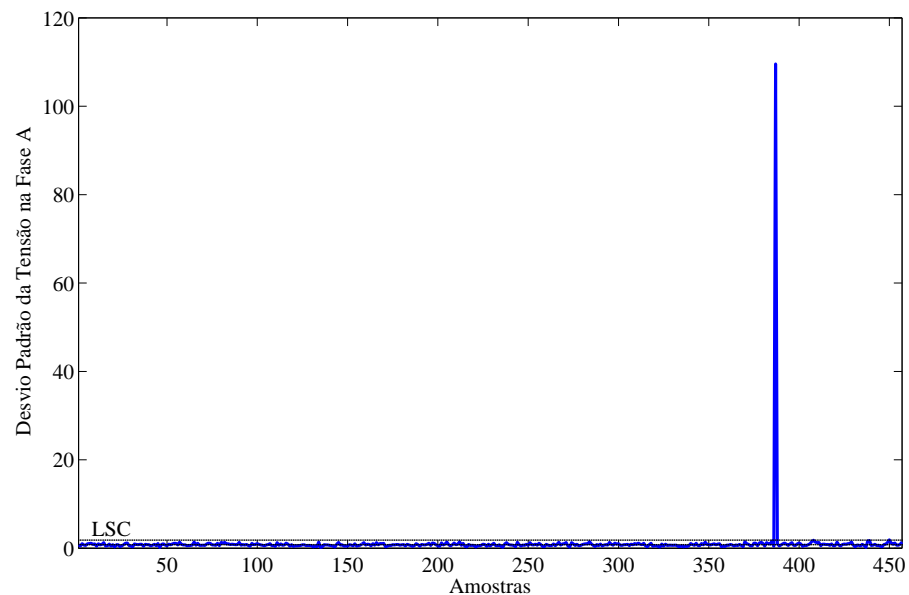


Figura 5.23: Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Tensão na Fase A para o Caso 4

do IEEE,  $K_4$ . Os histogramas dos outros dois métodos estão no Apêndice E. Através destes dados podemos classificar o desequilíbrio de tensão como adequado, pois apenas um dos métodos de cálculo do fator K ultrapassou o limite adotado de 2%.

Estas 29 medições estão divididas em 10 seqüências distintas. A primeira delas, por ter seu início na medição inicial fica impossibilitada de ter um pré-alarme que a anteceda. As demais 9 seqüências, foram todas antecedidas pelo disparo de algum Pré-Alarme Nível II. O pré-alarme PAII-1 antecedeu 4 eventos de desequilíbrio, os pré-alarmes PAII-3, PAII-5 e

Tabela 5.42: Pré-Alarmes Nível II dos Gráficos de Controle da  $\bar{X}$  do Caso 4

Pré-Alarme Nível II	Fase	Número de Disparos	Duração máxima	Duração média	Duração mínima
PAII-1	A	1	5	5	5
	C	1	5	5	5
PAII-9	A	3	6	5,33	5
	B	3	5	5	5
	C	7	7	5,42	5
PAII-10	A	9	7	5,55	5
	C	2	7	5,56	5

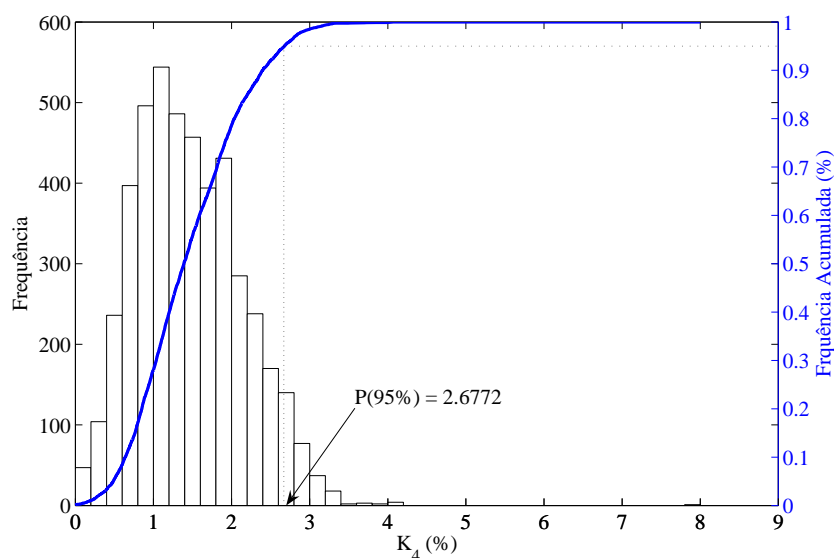
Figura 5.24: Histograma do Desequilíbrio de Tensão ( $K_4$ ) para o Caso 4

Tabela 5.43: Desequilíbrio P(95%) para o Caso 4

Método de Cálculo	P(95%)
$K_2$	1,6169
$K_3$	1,6563
$K_4$	2,6772

PAII-7 em conjunto antecederam 3 eventos, já PAII-3 e PAII-5 anteciparam 4 seqüências, e em um evento de desequilíbrio foi antecipado pelo pré-alarme PAII-7. Em alguns casos, os pré-alarmes que antecederam uma das 29 seqüências, iniciaram até 40 medições antes do primeiro ponto considerado fora dos limites.

É importante relembrar que existe hierarquia entre alarmes e pré-alarmes, desta forma não pode ocorrer o disparo simultâneo de um alarme e um pré-alarme ou de dois pré-

alarmes de diferentes níveis. Assim, quando em um ou dois métodos o módulo do fator  $K$  estiver acima dos 2%, mas ainda não seja caracterizado um fenômeno de qualidade de energia, ou seja, não ocorreu o disparo de um alarme, um Pré-Alarme de Nível I ou Nível II estará sinalizado. Este fato explica porque o percentil de  $k_4$  está acima dos 2%, e apenas em 29 elementos (0,63%) o procedimento desenvolvido disparou um alarme.

Os Pré-Alarmes Nível I para todos os elementos analisados estão na Tabela 5.44. O número de disparos é pequeno, pois os pontos que causaram a sinalização foram pontos anteriores ou posteriores ao disparo de alarmes de distúrbio de qualidade de energia, e também porque as linhas superiores de controle estão acima do limite recomendado de 2%. Logo, estes pré-alarmes só foram disparados quando o módulo do fator  $K$  estava acima da LSC para o respectivo método e ainda estava abaixo de 2% para um ou os outros dois métodos.

Tabela 5.44: Pré-Alarmes Nível I de Desequilíbrio Disparados para o Caso 4

Método de Cálculo	Número de Disparos
$K_2$	8
$K_3$	4
$K_4$	2

Os Pré-Alarmes Nível II para o período de monitoração são apresentados na Tabela 5.45. Os pré-alarmes onde o número de sinalizações foi idêntico, ocorreram devido à mesma seqüência de pontos. Estes Pré-Alarmes Nível II em sua maioria anteciparam alarmes de qualidade de energia elétrica.

## Gestão da Monitoração da QEE

Ao avaliar os Gráficos de Controle da Média, observa-se que apenas para o fator  $K_4$  há o disparo do Pré-Alarme Nível I, conforme Tabela 5.41. Na Figura 5.25 está o gráfico da média do método do IEEE. As 10 medições correspondentes à amostra onde ocorreu a sinalização do pré-alarme, caracterizaram uma seqüência de pontos onde ocorreu um evento de desequilíbrio de tensão, ou seja, houve a sinalização de alarme de qualidade de energia durante todo o intervalo de tempo desta amostra, ou seja, durante 1 minuto.

Por sua vez, para os Gráficos de Controle do Desvio Padrão, em todas as amostras onde ocorreram disparos, conforme a Tabela 5.46, ocorreram também o disparo para todos os elementos (medições). O único evento que disparou pré-alarme no Gráfico de Controle para os três métodos foi na amostra onde ocorreu a interrupção, conforme Tabela 5.37. Este fato comprova a afirmação de Kennedy (2000) que um problema de qualidade é um conjunto de fenômenos de qualidade de energia. Na Figura 5.26 está o Gráfico de Controle do desvio Padrão para o fator  $K_4$ .

Tabela 5.45: Pré-Alarmes Nível II de Desequilíbrio Disparados para o Caso 4

Pré-Alarme Nível II	Método de Cálculo	Número de Disparos	Duração máxima	Duração média	Duração mínima
PAII-1	$K_2$	11	13	7,31	5
	$K_3$	11	9	6,26	5
	$K_4$	10	9	6,31	5
PAII-3	$K_2, K_3$ e $K_4$	19	40	22,94	11
	$K_2$	19	23	13,63	11
	$K_3$	22	35	14,72	11
	$K_4$	14	36	16,35	11
PAII-5	$K_2, K_3$ e $K_4$	19	43	26,33	14
	$K_2$	17	29	17,37	14
	$K_3$	20	38	18,15	14
	$K_4$	14	40	20,28	14
PAII-7	$K_2$	15	88	43,73	20
	$K_3$	29	86	35,37	20
PAII-10	$K_2$	90	9	5,62	5
	$K_3$	82	9	5,59	5

Tabela 5.46: Pré-Alarmes Nível I dos Gráficos de Controle para o Caso 4

Gráfico	Método de Cálculo	Pré-Alarmes Nível I	Amostras	
$\bar{X}$	$K_4$	acima LSC	19	
S	$K_2$	acima LSC	63	387
S	$K_3$	acima LSC	63	387
S	$K_4$	acima LSC	183	387

Tabela 5.47: Pré-Alarmes Nível II dos Gráficos de Controle de  $\bar{X}$  para o Caso 4

Pré-Alarme Nível II	Fase	Número de Disparos	Duração máxima	Duração média	Duração mínima
PAII-9	A	2	5	5	5
	B	1	5	5	5
	C	2	6	5,50	5
PAII-10	A	8	7	5,53	5
	B	6	7	5,54	5
	C	5	9	6,08	5

Mesmo com um número pequeno de pontos fora dos limites da área de controle, estes já foram suficientes para classificar o processo como incapaz de atender às especificações, conforme a Tabela 5.48. Isto porque o número de pontos acima da LSC é maior do que informado na Tabela 5.44, já que quando ocorre um alarme de qualidade de energia, não há o disparo de Pré-Alarme Nível I.

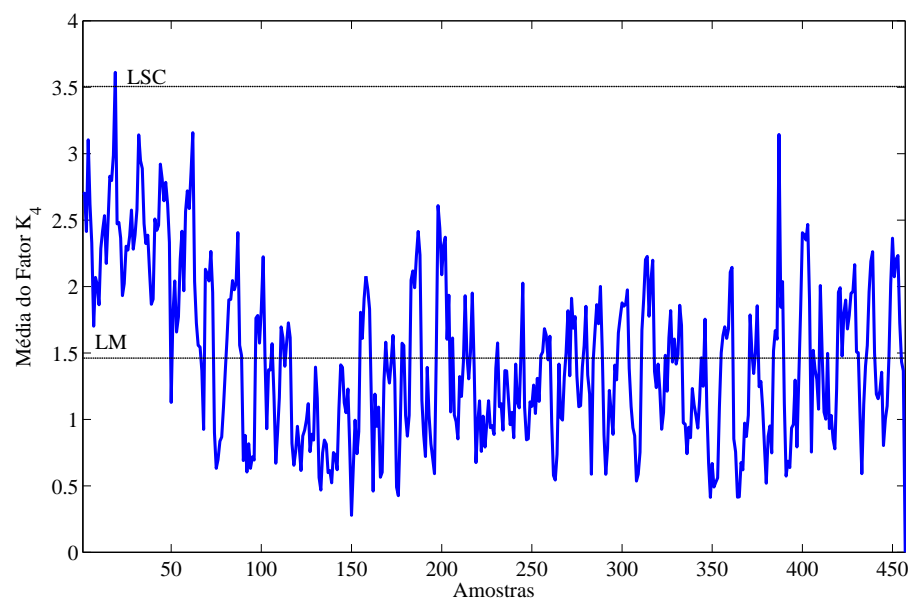


Figura 5.25: Gráfico de Controle da Média do Fator  $K_4$  para o Caso 4

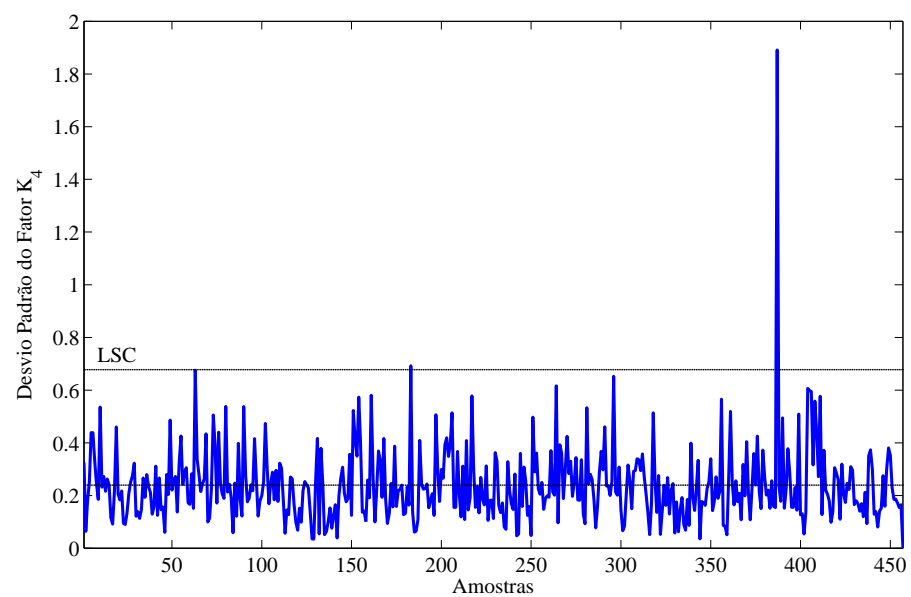


Figura 5.26: Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Fator  $K_4$  para o Caso 4

Tabela 5.48: Índices de Capacidade do Processo do Desequilíbrio para o Caso 4

ICP	$K_2$	$K_3$	$K_4$
$C_p$	0,84	0,85	0,86
$C_{pk}$	0,69	0,70	0,71
$C_{pm}$	0,76	0,78	0,79

### 5.5.3 Monitoração da Distorção Harmônica (TDD)

O registrador de qualidade em energia RQE III P utilizado nesta análise armazena as correntes harmônicas de ordem 0 até a 50<sup>a</sup>, para cada uma das fases. Entretanto foram utilizadas neste trabalho somente as correntes harmônicas onde o módulo apresentava valores significativos, no caso as harmônicas ímpares da 3<sup>a</sup> à 15<sup>a</sup> ordem. Para cálculo do índice *TDD* é necessário informar o valor da corrente máxima de carga. Para determinar este valor para o período em análise, foi encontrada a demanda máxima medida pelo equipamento, e para um fator de potência característico de 0,92, foi definida a corrente máxima de carga como:

$$I_L = \frac{3kW}{V\sqrt{3}F.P.} = 13,34A$$

Os percentis para 95% dos casos do índice *TDD* estão na Tabela 5.49. Na Figura 5.27 é apresentado o histograma para a fase B (fase mais crítica). Os histogramas para as outras duas fases estão no Apêndice E.

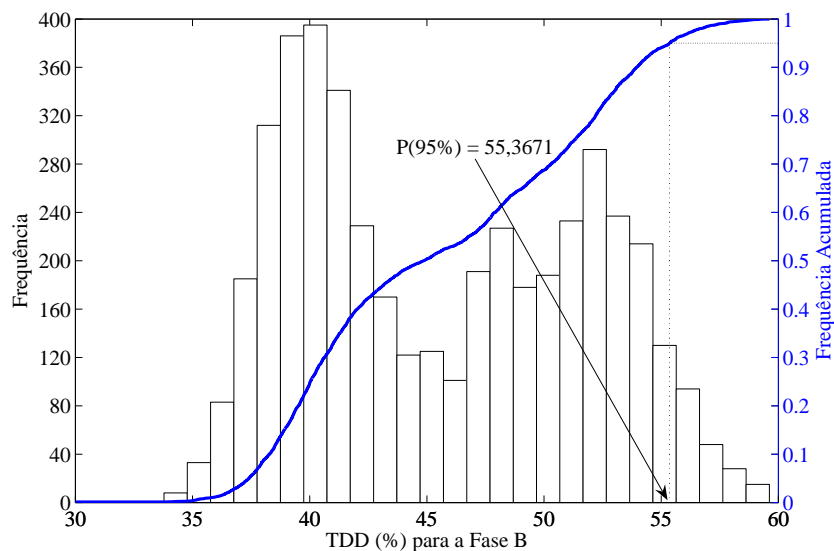


Figura 5.27: Histograma do Índice *TDD* da Fase *B* para o Caso 4

Tabela 5.49: Percentis de 95% do Índice *TDD* para o Caso 4

Fase	TDD (95%)
A	32,00
B	55,36
C	41,14

Para as fases *B* e *C* apenas nas medições onde ocorreu a interrupção, a distorção



harmônica de corrente estava abaixo dos 20% recomendados. Por sua vez, a fase *A* em 46,77% das medições o índice *TDD* ultrapassou o limite recomendado. Assim, em conjunto com a Tabela 5.49, é possível concluir que a instalação em análise possui distorção harmônica elevada, o que é comum em circuitos com grande número de pequenas cargas não lineares, tais como computadores e outras cargas eletrônicas monofásicas.

No procedimento desenvolvido deve-se excluir as medições que caracterizam fenômenos de qualidade de energia, no caso da distorção harmônica de corrente valores de *TDD* acima de 20%. Devido às características específicas deste caso, esta técnica é inviável já que o número de pontos seriam insuficientes e não teriam nenhum significado estatístico. Desta forma, consideram-se todos os pontos para construção dos Gráficos de Controle. A justificativa para esta escolha é verificar a aplicação dos Gráficos de Controle para casos onde os índices de desempenho da qualidade de energia elétrica estejam acima dos limites ou recomendações durante longos períodos.

Como praticamente durante todo o período de análise o alarme de qualidade de energia elétrica está disparado, nenhum pré-alarme foi sinalizado para as fases *B* e *C*. Para a fase *A*, ocorreu o disparo de um Pré-Alarme Nível II PAII-1 da medição 425 à medição 438. A não ocorrência de Pré-Alarmes Nível I para a fase *A* se deve ao processo de definição das linhas dos Gráficos de Controle, onde foram considerados todos os pontos medidos, logo a probabilidade de um ponto se encontrar fora da faixa entre  $\mu \pm 3\sigma$  é muito pequena (0,3%).

Neste caso, com a sinalização constante (durante quase todo o período de monitoração) de alarme de distorção harmônica, não ocorreram disparos de pré-alarmes. Logo o foco será a análise dos Gráficos de Controle, ou seja, se executa apenas a gestão da monitoração.

### Gestão da Monitoração da QEE

Nas Figuras 5.28 e 5.29 estão os Gráficos de Controle da Médio e do Desvio Padrão do índice *TDD* para a Fase *A*. Os gráficos das outras duas fases encontram-se no Apêndice E.

Analisando ambos os gráficos observa-se claramente que a interrupção ocorrida na amostra 387, conforme a Tabela 5.37, também traz conseqüências para a distorção harmônica da corrente. A média do índice no intervalo diminui significativamente, por outro lado, o desvio padrão aumenta significativamente. Outro fato marcante que se nota é a mudança de comportamento das amostras a partir do intervalo 250, onde o módulo da média do índice *TDD* aumenta significativamente.

Os pré-alarmes dos dois níveis estão nas Tabelas 5.50 e 5.51. A fase *B* é a única que apresenta Pré-Alarmes Nível II, inclusive um PAII-10 que sinaliza a variação de comportamento da distorção harmônica de corrente a partir da amostra 250. Na fase

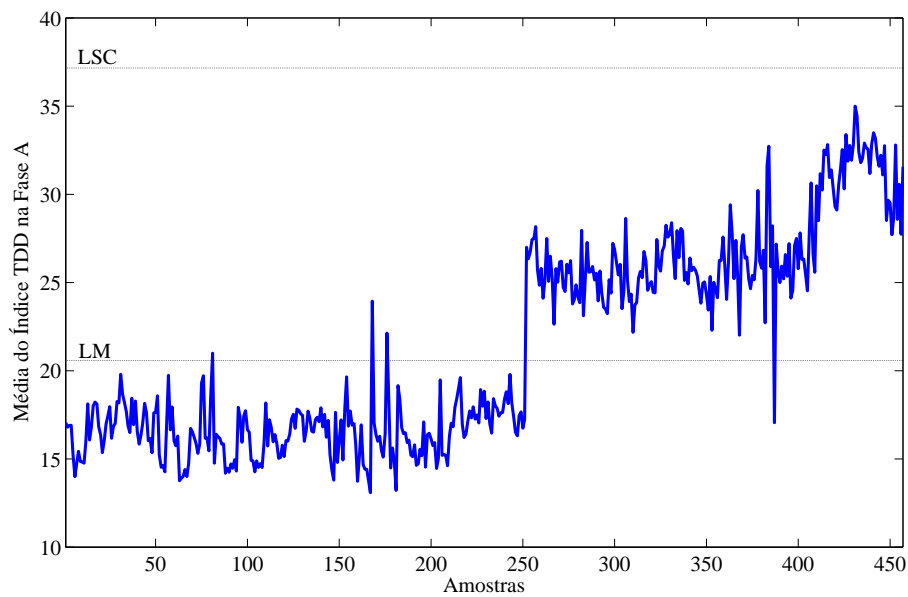


Figura 5.28: Gráfico de Controle da Média do Índice  $TDD$  para a Fase  $A$

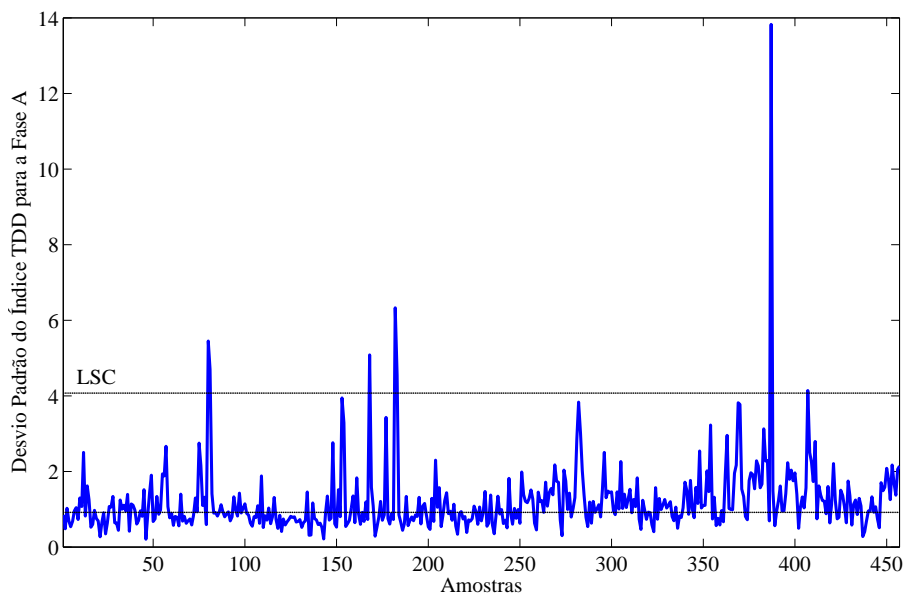


Figura 5.29: Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Índice  $TDD$  para a Fase  $A$

$C$ , os Pré-Alarmes Nível I do Gráfico de Controle da Média e do Desvio Padrão foram disparados para a mesma sequência de pontos, devido a um aumento significativo da injeção de correntes harmônicas durante 140 minutos.

A fase  $A$  apresenta 2.137 pontos em que o índice  $TDD$  estava acima de 20%, todos após o intervalo 31. Como existem medições onde a corrente harmônica é adequada, a variabilidade é maior do que nas outras duas fases. Esta maior variação é observada no Gráfico de Controle do Desvio Padrão, Figura 5.29, com um maior número de disparos

de Pré-Alarmes Nível I, conforme a Tabela 5.50.

Tabela 5.50: Pré-Alarmes Nível I para os Gráficos de Controle para o Caso 4

Gráfico	Fase	Amostra de início	Duração
$\bar{X}$	C	371	14
S	A	79	2
S	A	168	1
S	A	182	2
S	A	387	1
S	A	402	1
S	B	387	1
S	C	371	1
S	C	387	1

Tabela 5.51: Pré-Alarmes Nível II dos Gráficos de Controle de  $\bar{X}$  do Caso 4

Pré-Alarme Nível II	Fase	Amostra de início	Duração
PAII-1	B	399	5
PAII-10	B	26	5
	B	250	7

Na Tabela 5.52 estão os Índices de Capacidade do Processo, onde pode-se concluir que o processo é razoavelmente capaz de atender as especificações. Ou seja, mesmo não possuindo informações sobre o número de pontos fora da área de controle, pode-se estimar que eles estariam entre 16 e 616 pontos (0,0035% e 0,1350% do total de pontos).

Tabela 5.52: Índices de Capacidade do Processo para o Índice  $TDD$

ICP	Fase A	Fase B	Fase C
$C_p$	1,12	1,85	1,46
$C_{pk}$	1,00	1,00	1,00
$C_{pm}$	1,05	0,67	0,85

## 5.6 Conclusões do Capítulo

A classificação das faixas de tensão em adequada, crítica ou precária definidas pelo órgão regulador, ANEEL (2007), não são simétricas em relação ao valor nominal da rede. Por sua vez, as linhas superior e inferior de Controle Estatístico são simétricas em relação à linha central. Esta diferença faz com que os Pré-Alarmes Nível I ou subestimem ou superestimem o número de medições críticas ou precárias. Desta forma, os Pré-Alarmes Nível I inicialmente não possuem relação com a classificação das faixas de tensão.

Alterações no método de cálculo dos limites dos Gráficos de Controle são possíveis, conforme Lourenço Filho (1964). O sistema inglês de controle, por exemplo, além de considerar a assimetria entre a LIC e a LSC, propõe a criação de áreas intermediárias dentro da faixa compreendida entre a linha inferior e superior, de modo a auxiliar nas advertências e sinalizações de que o processo está fora ou saindo de controle.

Entretanto, as mudanças dos valores limítrofes dos Gráficos de Controle devem ser tomadas com a precaução de que os novos valores representem as características reais da variável sob análise. Ademais, as linhas dos gráficos representam características do processo sob análise, assim, antes de possíveis mudanças para adequação da LSC ou da LIC às recomendações de qualidade energia, deve-se verificar se não são necessárias alterações no processo em si.

O Gráfico de Controle do Desvio Padrão se mostrou mais eficiente do que o Gráfico de Controle da Média na sinalização dos problemas de qualidade de energia. Uma consideração importante sobre o gráfico do desvio padrão é que quanto maior a duração e magnitude dos distúrbios, maior será também a variância da amostra em que ocorreu os distúrbios.

Os Índices de Capacidade de Processo (ICP's) auxiliam na estimação do provável número de pontos que ficaram fora da área de controle estatístico. Através dos casos estudados não foi possível relacionar os ICP's com nenhum indicador ou variável de qualidade de energia.

Através do estudo dos Casos 1 e 2 demonstrou-se que alterações no tamanho da janela de integração não implicam em mudanças nas ferramentas desenvolvidas e, também, que a sensibilidade de controle do processo se mantém. Este fato é importante diante do número de diferentes tipos de equipamentos de medição e análise de qualidade de energia, pois permite a aplicação do Módulo de Monitoração desenvolvido independente do tipo e configurações do analisador de qualidade de energia.

Na análise tradicional do desequilíbrio de tensão e da distorção harmônica de corrente desconsideram-se os casos mais críticos, 5% dos casos, por exemplo. Entretanto, em instalações sensíveis a desequilíbrios e/ou correntes harmônicas estes casos críticos, que têm pouca probabilidade de ocorrência, é que devem ser evitados. O Sistema de Monitoração desenvolvido nesta dissertação, além de não desconsiderar nenhuma situação, demonstrou-se eficiente na antecipação da ocorrência destes eventos.

## Capítulo 6

# Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

*Quando a gente acha que tem todas as respostas, vem a vida e muda todas as perguntas.*

*Luís Fernando Veríssimo*

### 6.1 Conclusões

Nesta dissertação foi desenvolvido um procedimento de monitoração da qualidade de energia elétrica utilizando dados de medições de analisadores de qualidade de energia. Este procedimento está dividido em dois módulos. No primeiro, Módulo de Monitoração dos Índices de desempenho da qualidade de energia elétrica, são aplicados os conceitos de Controle Estatístico de Qualidade na identificação de situações reais críticas (alarmes) ou inadequadas (pré-alarmes), das características relevantes para a qualidade de energia. No segundo módulo, Módulo de Identificação das causas dos distúrbios e variações em regime permanente, foi desenvolvido um Sistema Especialista baseado em regras de produção que estima a origem, evento poluidor ou causa dos fenômenos de qualidade de energia elétrica.

Constata-se que os Gráficos de Controle são técnicas simples e eficientes de acompanhamento se o processo está ou não sob controle. O processo estando sob controle significa que as especificações estão sendo atendidas. Com o processo fora de controle, provavelmente causas não aleatórias estão atuando, fazendo com que a qualidade provavelmente não esteja adequada. Para os sistemas elétricos, os fenômenos de qualidade de energia são eventos com causas especiais, e quando ocorrem prejudicam a qualidade da energia entregue aos consumidores. A aplicação dos Gráficos de Controle se mostrou eficiente na monitoração da qualidade de energia elétrica devido a estas semelhanças, e pela identificação gráfica do momento de ocorrência dos distúrbios nos Gráficos de Controle,

principalmente no gráfico do desvio padrão.

Para construção dos Gráficos de Controle são necessários os valores da média e do desvio padrão das variáveis do processo em intervalos de tempo fixos, contínuos e consecutivos, com toda a capacidade produtiva ou de comercialização disponível. Quanto maior o número de amostras e maiores as variações adequadas das medições, maior será a eficiência do método. As linhas dos Gráficos de Controle refletem os limites aceitáveis característicos da unidade consumidora.

No módulo de monitoração foram implementados alarmes e dois tipos de pré-alarmes. Os alarmes dizem respeito à ocorrência de distúrbios ou ultrapassagem de limites das variações em regime permanente. Os pré-alarmes atuam preventivamente e dividem-se em dois grupos, os de ultrapassagem das linhas de controle dos Gráficos de Controle e os testes estatísticos, que são regras que buscam seqüências de pontos, dentro da área de controle estatístico, representando que o processo está fora de controle ou tende a sair de controle. Quando ocorre o disparo dos alarmes ou pré-alarmes, o procedimento desenvolvido armazena as características básicas dos eventos que causaram o disparo.

Dos dez Pré-alarmes Nível II implementados, cinco servem apenas para a monitoração da tensão ou outra variável com especificação bilateral. Os outros cinco servem tanto para variáveis com especificação bilateral como para as com especificação unilateral.

Os pré-alarmes dos dois níveis se mostraram ferramentas eficientes na antecipação da ocorrência de distúrbios e, principalmente, da ultrapassagem dos limites pelas variações em regime permanente. A grande maioria dos fenômenos de qualidade de energia elétrica detectados foram antecipados pela sinalização de Pré-alarmes Nível I ou Nível II, independente da janela de integração dos analisadores.

A cada intervalo de dez minutos são calculadas a média e o desvio padrão dos dados medidos pelos analisadores de qualidade de energia. Estes valores calculados são marcados nos respectivos Gráficos de Controle da variável. Esta técnica possibilita o acompanhamento da característica sob análise de modo simples e eficiente, tendo valiosa aplicabilidade para a gestão da monitoração da qualidade de energia elétrica.

No sistema de monitoração desenvolvido, foi verificado o número de pontos em que a tensão encontrou-se na faixa de tensão crítica e precária, mas não foram calculados os índices *DRC* e *DRP* referentes, definidos no Capítulo 3. Para o desequilíbrio de tensão, o método do CIGRÉ, também recomendado pela ANEEL, apresenta desempenho e comportamento semelhante aos outros dois métodos implementados, da ANSI e do IEEE. A vantagem de utilização do índice *TDD* em relação ao índice *THD* é devido ao numerador ser um valor fixo, possibilitando a comparação direta entre medições, períodos de tempo diferentes e variações de demanda.

Como foi citado nesta dissertação, os fenômenos de qualidade de energia elétrica são

divididos em distúrbios e variações em regime permanente. Os distúrbios são esporádicos, e suas causas são, na grande maioria, faltas, falhas ou operações no sistema elétrico ou na própria instalação sob monitoração. Como é difícil prever a ocorrência dos distúrbios, é importante localizar a origem freqüente (interna ou externa ao ponto de medição), para que soluções destes fenômenos sejam tomadas adequadamente, diminuindo assim, os custos associados a estes eventos. Para os distúrbios *sag* e transitórios impulsivos foram criadas regras de produção, que podem inclusive ser incorporadas nos *softwares* dos analisadores de qualidade de energia. No Módulo de Identificação dos fenômenos de qualidade de energia elétrica foram desenvolvidas regras de produção para os afundamentos de tensão e não para os outros dois eventos também classificados como VTCD's, interrupção rápida e elevação, pela dificuldade de obtenção de informações destes dois distúrbios.

As variações em regime permanente estão continuamente presentes no sistema elétrico, e tornam-se preocupantes ao atingirem ou ultrapassarem determinados limites. Os valores deste limites refletem não apenas problemas que possam ocorrer nas instalações, mas também prejuízos que possam ocorrer aos sistemas de distribuição, transmissão ou geração. As regras de produção desenvolvidas nesta dissertação para os fenômenos em regime permanente (desequilíbrio de tensão, distorção harmônica, flutuação de tensão e *notching*), fazem uma avaliação do tipo, quantidade e características das cargas instaladas na unidade consumidora. Com esta avaliação é possível classificar a instalação como poluidora ou não, e assim, estimar se a origem das variações detectadas através da monitoração são internas ou externas ao ponto de medição.

A aplicação do Módulo de Identificação nesta dissertação ficou restrita, para as regras do *sag* e transitórios impulsivos, pois os analisadores de qualidade utilizados nos casos reais, ou não possuem informações simultâneas de tensão e corrente, como no Caso 3, ou a janela de integração não era adequada para a aplicação das regras, como no Caso 4. Por sua vez, para desequilíbrio de tensão, distorção harmônica, flutuação de tensão e *notching* não se pode aplicar o Sistema Especialista desenvolvido pela impossibilidade atual de instalar um equipamento em uma instalação consumidora para um período de monitoração.

As regras para avaliação da distorção harmônica foram baseadas numa técnica determinística comum, muito aplicada em estudos para avaliação de distorção harmônica. Porém, com a simples alteração dos pontos de medição é possível obter-se o resultado semelhante e identificar se a causa da distorção é interna ou externa. A outra possibilidade é a inclusão de novas regras no Sistema Especialista. Como exemplo, para instalações com subestação exclusiva, ao medir as componentes harmônicas do lado de baixo tensão, e estiverem presentes harmônicas significativas de 3<sup>a</sup>, 9<sup>a</sup>, 15<sup>a</sup>, 21<sup>a</sup>, etc., ordem, pode-se concluir que as cargas a jusante do ponto de medição estão injetando as correntes harmônicas,

já que estas harmônicas são anuladas pelos transformadores com ligação estrela-triângulo, comumente utilizados nestas subestações.

Os analisadores de qualidade de energia elétrica apresentam características de medição, análise e registro das informações distintas. Uma destas características é o intervalo de tempo entre o armazenamento de dados consecutivos. A escolha deste intervalo de tempo tem implicação em outra característica dos analisadores, a memória. Como o tamanho da memória é fixo, quanto menor for o intervalo de tempo entre os dados salvos, maior será o volume de informações e menor será o período de monitoração. Por este motivo, quando a leitura da memória de massa de um analisador não é um processo automático, é comum aumentar-se o intervalo de integração, e assim aumentar o tempo de monitoração.

Como foi comprovado com a comparação entre os Casos 1 e 2, para diferentes janelas de integração, não há necessidade de alterações no procedimento de monitoração desenvolvido, nem a perda de informações relevantes e do controle do processo. Entretanto, quanto menor for este intervalo de integração mais rápidos serão a análise, a detecção e o controle das variações das características sob Controle Estatístico de Qualidade. Outra vantagem de equipamentos com alta taxa de amostragem, é a possibilidade de aplicação das regras implementadas no Sistema Especialista desenvolvido para detecção da origem dos *sags* e transitórios impulsivos.

Para consumidores interessados na identificação dos distúrbios que os afetam, o interessante, conforme discutido no Cigré-Brasil (2007), são analisadores com janela de integração de 1 ciclo ou menor, e taxa de amostragem de 256 pontos por ciclo. Para o procedimento desenvolvido, a janela de integração deve ser configurada de modo que as alterações no processo que causem algum tipo de prejuízo para o consumidor sob análise possam ser detectadas. A afirmativa do Cigré-Brasil (2007), "Para os consumidores é irrelevante se foi um afundamento de tensão ou interrupção, o importante é se causou ou não uma parada do processo industrial e impacto econômico", é válida também para esta dissertação.

O Procedimento desenvolvido para monitoração da qualidade de energia elétrica pode ser usado tanto para:

- caracterizar o desempenho do sistema: já que cria uma base de dados de alarmes e pré-alarmes, que tornam possível identificar a localização de áreas ou momentos mais críticos;
- caracterizar problemas específicos: tendo em vista que além de detectar os principais fenômenos de qualidade de energia, busca caracterizá-los e estimar sua origem ou causa;
- melhoria da qualidade de energia: pois identifica os fenômenos e suas causas, etapa



inicial do processo de melhoria da qualidade de energia.

Uma outra aplicação para o Módulo de Monitoração de Índices de desempenho da qualidade de energia elétrica é como ferramenta para o desenvolvimento e controle de contratos diferenciados de qualidade de energia. Uma instalação que busque definir uma política diferenciada de contratos de QEE pode utilizar-se do Módulo de Monitoração para o desenvolvimento e controle destes contratos diferenciados.

Para a definição dos limites de tensão, desequilíbrio, distorção, flutuação ou outro indicador ou índice, deve-se inicialmente monitorar a instalação por um período significativo de tempo, detectando os períodos onde ocorre perdas ou diminuição da capacidade produtiva ou de vendas. Finalizado o período de monitoração excluem-se os períodos onde ocorrem danos ao consumidor, calculam-se a média e o desvio padrão das variáveis sob análise, e permitindo construir os Gráficos de Controle.

Para o controle dos níveis determinados em contrato, deve-se monitorar continuamente a instalação, e aplicar as técnicas de Controle Estatístico de Qualidade por meio dos Gráficos de Controle. É possível ainda, a definição de um número máximo de pontos fora dos limites das linhas de controle (Pré-alarmes Nível I) para determinado período de tempo, ou a aplicação dos testes estatísticos (Pré-alarmes Nível II) desenvolvidos nesta dissertação. Este controle pode ser aplicado tanto para todos os pontos medidos (elementos), como para as amostras (intervalos de cinco, dez, quinze, etc., minutos).

## 6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

A diferença entre um *sag* e uma interrupção rápida é o módulo da tensão eficaz característica. Nos afundamentos de tensão a faixa típica é para valores entre 0,1 p.u. e 0,9 p.u., enquanto que para interrupção os valores de tensão eficaz ficam abaixo de 0,1 p.u.. Existem causas comuns entre *sags* e interrupções, tais como faltas nos sistemas de transmissão ou distribuição, entretanto, para ocorrência de uma interrupção o evento causador do distúrbio deve ser mais severo que se causasse um afundamento. Além do mais, segundo Willis (2002), muitos consumidores, devido às características da carga instalada, ao sofrerem um *sag*, seu processo produtivo é interrompido completamente. Logo, do ponto de vista do consumidor o distúrbio que ele sofreu é uma interrupção rápida. Assim, seria interessante o estudo da viabilidade da aplicação das regras desenvolvidas no Sistema Especialista para os afundamentos de tensão, também para as interrupções rápidas.

Como observado nos dois casos reais estudados, mesmo que a grande maioria dos alarmes de qualidade de energia tenham sido antecipados por sinalizações de pré-alarmes, o número de disparos de pré-alarmes, em alguns casos foi elevado, fazendo com que alguns

Pré-alarmes de Nível II fossem re-calibrados. Desta forma, seria importante verificar o risco, ou probabilidade do pré-alarme ser errôneo, ou seja, considerar o processo fora de controle, quando na verdade está sob controle, ou ainda o risco, ou a probabilidade, de se considerar o processo sob controle, quando na realidade está fora de controle.

O banco de dados virtual construído nesta dissertação foi baseado em características típicas de uma instalação industrial. Os dois casos reais estudados foram em instalações de ensino, que se assemelham a unidades comerciais, devido ao grande número de computadores, aparelhos de ar-condicionado e iluminação instalados. Seria apropriada a aplicação do procedimento desenvolvido para uma instalação industrial, fazendo o levantamento completo da carga instalada, para assim possibilitar a utilização total do Módulo de Identificação dos distúrbios e variações em regime permanente.

O Sistema Especialista desenvolvido para identificação da provável causa dos fenômenos de qualidade de energia detectados teve sua aplicação neste trabalho reduzida, já que as regras desenvolvidas requerem equipamentos de medição específicos ou a análise da instalação. A dificuldade em constituir uma base de conhecimento mais robusta, também contribuiu para a impossibilidade de identificar a provável causa dos fenômenos detectados nos casos reais estudados. Deste modo, tanto para a inclusão de novas regras como para melhoria das regras implementadas, faz-se necessária a utilização de um banco de dados com número significativo de distúrbios com a identificação das respectivas causas.

# Apêndice A

## Faixas de Classificação das Tensões em Regime Permanente

Este apêndice apresenta as faixas de classificação das tensões em regime permanente para os diferentes níveis de tensão segundo ANEEL (2007).

Tabela A.1: Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Superior a 69kV ou Inferior a 230KV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,95TC \leq TL \leq 1,05TC$
Precária	$0,90TC \leq TL < 0,95TC$ ou $1,05TC \leq TL < 1,07TC$
Crítica	$TL < 0,90TC$ ou $TL > 1,07TC$

Tabela A.2: Pontos de Conexão em Tensão Nominal Superior a 1kV ou Inferior a 69KV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,93TC \leq TL \leq 1,05TC$
Precária	$0,90TC \leq TL < 0,93TC$
Crítica	$TL < 0,90TC$ ou $TL > 1,05TC$

Tabela A.3: Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Superior a 1kV (220/127)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura em Relação à Tensão Nominal (Volts)
Adequada	$(201 \leq TL \leq 231)/(116 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(189 \leq TL \leq 201 \text{ ou } 231 \leq TL \leq 233)/$ $(109 \leq TL \leq 116 \text{ ou } 133 \leq TL \leq 140)$
Crítica	$(TL < 189 \text{ ou } TL > 233)/(TL < 109 \text{ ou } TL > 140)$

Tabela A.4: Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Superior a 1kV (380/220)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura em Relação à Tensão Nominal (Volts)
Adequada	$(348 \leq TL \leq 396)/(201 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(327 \leq TL \leq 348 \text{ ou } 396 \leq TL \leq 403)/$ $(189 \leq TL \leq 201 \text{ ou } 231 \leq TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 327 \text{ ou } TL > 403)/(TL < 189 \text{ ou } TL > 233)$

Tabela A.5: Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Superior a 1kV (254/127)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura em Relação à Tensão Nominal (Volts)
Adequada	$(232 \leq TL \leq 264)/(116 \leq TL \leq 132)$
Precária	$(220 \leq TL \leq 232 \text{ ou } 264 \leq TL \leq 269)/$ $(109 \leq TL \leq 116 \text{ ou } 132 \leq TL \leq 140)$
Crítica	$(TL < 220 \text{ ou } TL > 269)/(TL < 109 \text{ ou } TL > 140)$

Tabela A.6: Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Superior a 1kV (440/220)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura em Relação à Tensão Nominal (Volts)
Adequada	$(402 \leq TL \leq 458)/(201 \leq TL \leq 229)$
Precária	$(380 \leq TL \leq 402 \text{ ou } 458 \leq TL \leq 466)/$ $(189 \leq TL \leq 201 \text{ ou } 229 \leq TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 380 \text{ ou } TL > 466)/(TL < 189 \text{ ou } TL > 233)$

Tabela A.7: Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Superior a 1kV (208/120)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura em Relação à Tensão Nominal (Volts)
Adequada	$(196 \leq TL \leq 229)/(113 \leq TL \leq 132)$
Precária	$(189 \leq TL \leq 196 \text{ ou } 229 \leq TL \leq 233)/$ $(109 \leq TL \leq 113 \text{ ou } 132 \leq TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 189 \text{ ou } TL > 233)/(TL < 109 \text{ ou } TL > 135)$

Tabela A.8: Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Superior a 1kV (230/115)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura em Relação à Tensão Nominal (Volts)
Adequada	$(216 \leq TL \leq 241)/(108 \leq TL \leq 127)$
Precária	$(212 \leq TL \leq 216 \text{ ou } 241 \leq TL \leq 253)/$ $(105 \leq TL \leq 108 \text{ ou } 127 \leq TL \leq 129)$
Crítica	$(TL < 2127 \text{ ou } TL > 253)/(TL < 105 \text{ ou } TL > 129)$

Tabela A.9: Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Superior a 1kV (240/120)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura em Relação à Tensão Nominal (Volts)
Adequada	$(216 \leq TL \leq 254)/(108 \leq TL \leq 127)$
Precária	$(212 \leq TL \leq 216 \text{ ou } 254 \leq TL \leq 260)/$ $(106 \leq TL \leq 108 \text{ ou } 127 \leq TL \leq 130)$
Crítica	$(TL < 212 \text{ ou } TL > 260)/(TL < 106 \text{ ou } TL > 130)$

Tabela A.10: Pontos de Conexão em Tensão Nominal Igual ou Superior a 1kV (220/110)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura em Relação à Tensão Nominal (Volts)
Adequada	$(201 \leq TL \leq 229)/(101 \leq TL \leq 115)$
Precária	$(189 \leq TL \leq 201 \text{ ou } 229 \leq TL \leq 233)/$ $(95 \leq TL \leq 101 \text{ ou } 115 \leq TL \leq 117)$
Crítica	$(TL < 189 \text{ ou } TL > 233)/(TL < 95 \text{ ou } TL > 117)$



# Apêndice B

## Caso 1

Este apêndice apresenta as figuras complementares ao Caso 1.

### B.1 Monitoração da Tensão

#### B.1.1 VTCD's

Figuras que apresentam as Variações de Tensão de Curta Duração encontradas na monitoração do Caso 1.

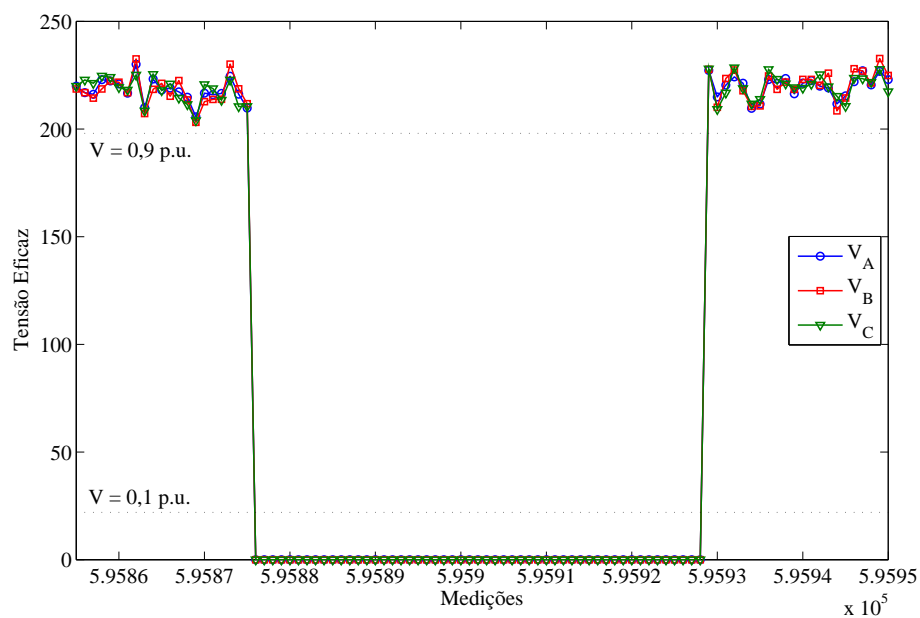
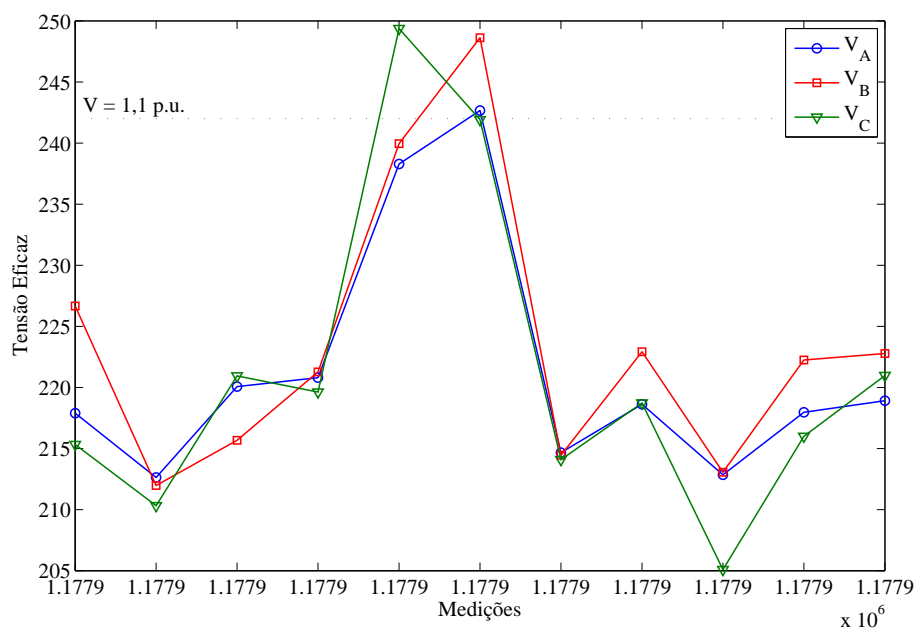
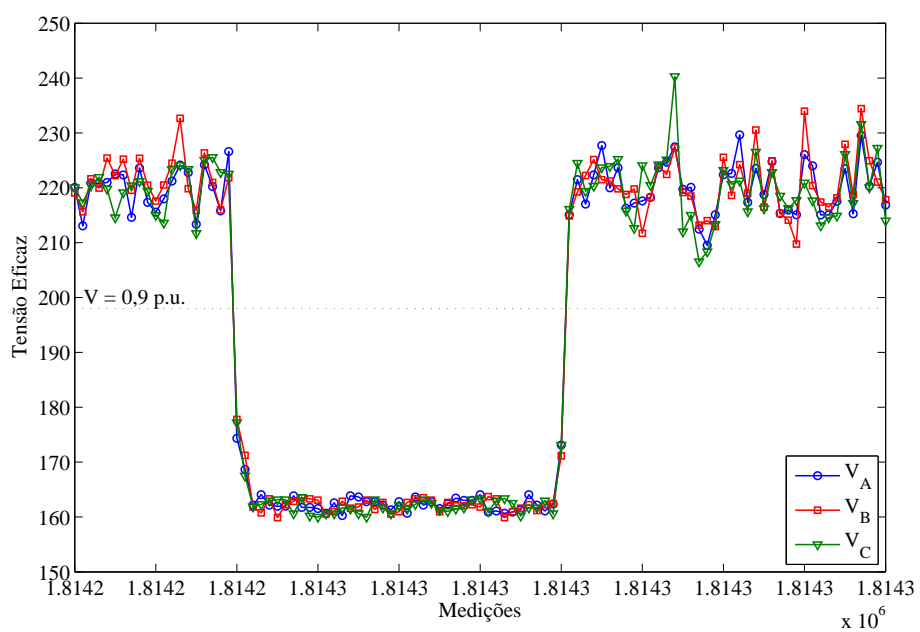


Figura B.1: Interrupção Medida no Ciclo 595.876

Figura B.2: *Swell* Medida no Ciclo 1.177.894Figura B.3: *Sag* Medida no Ciclo 1.814.250



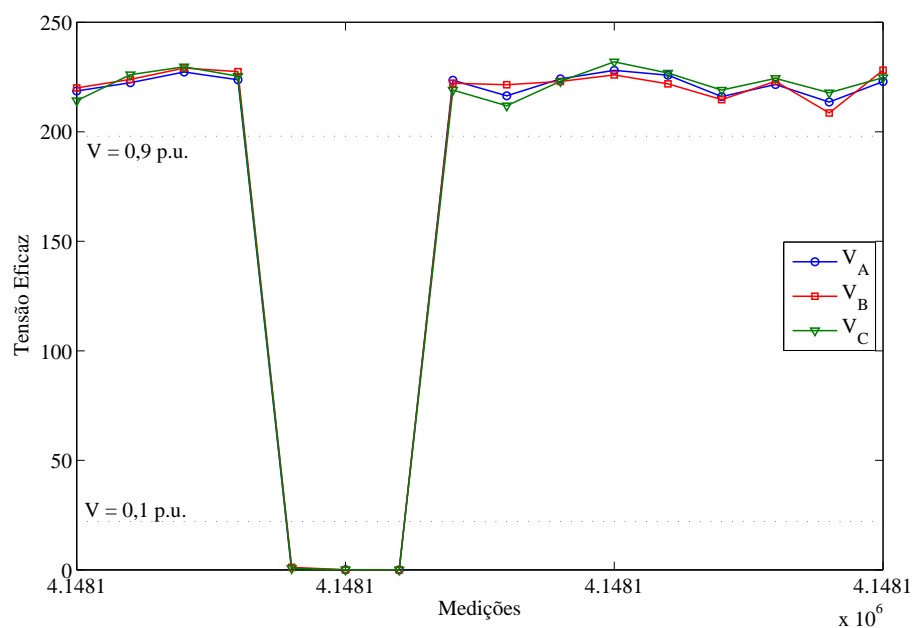


Figura B.4: Interrupção Medida no Ciclo 4.148.124

### B.1.2 Gráficos de Controle

Nas Figuras B.5 e B.6 estão, respectivamente, os Gráficos de Controle da Média e do Desvio Padrão para a fase *A*, e nas Figuras B.7 e B.8, para a fase *B*.

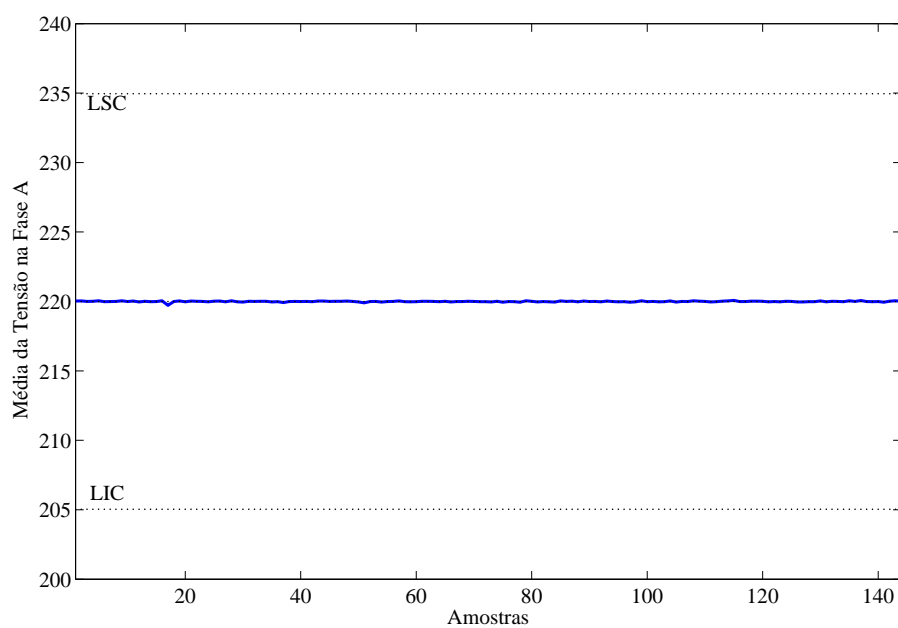


Figura B.5: Gráfico de Controle da Média da Fase *A* para o Caso 1

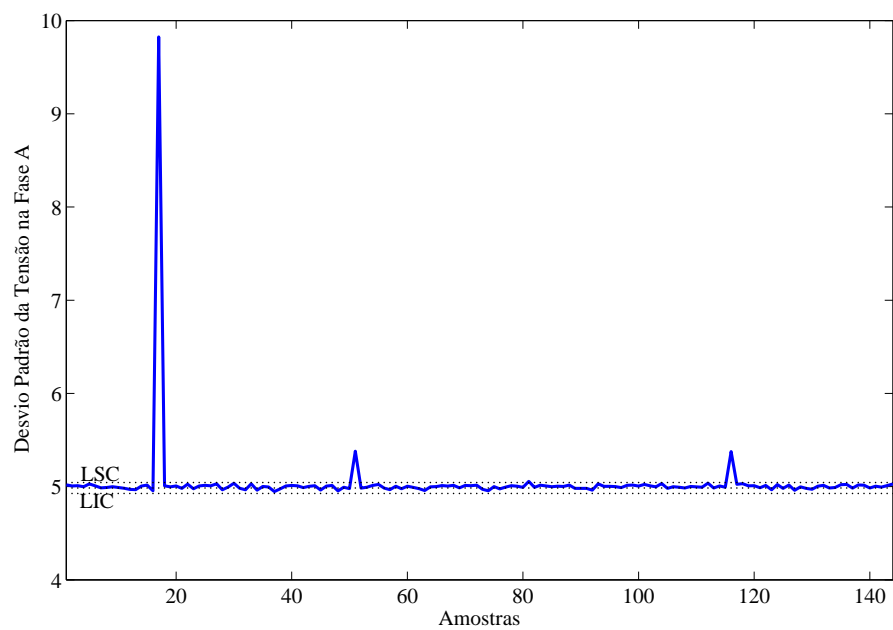


Figura B.6: Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Fase A para o Caso 1

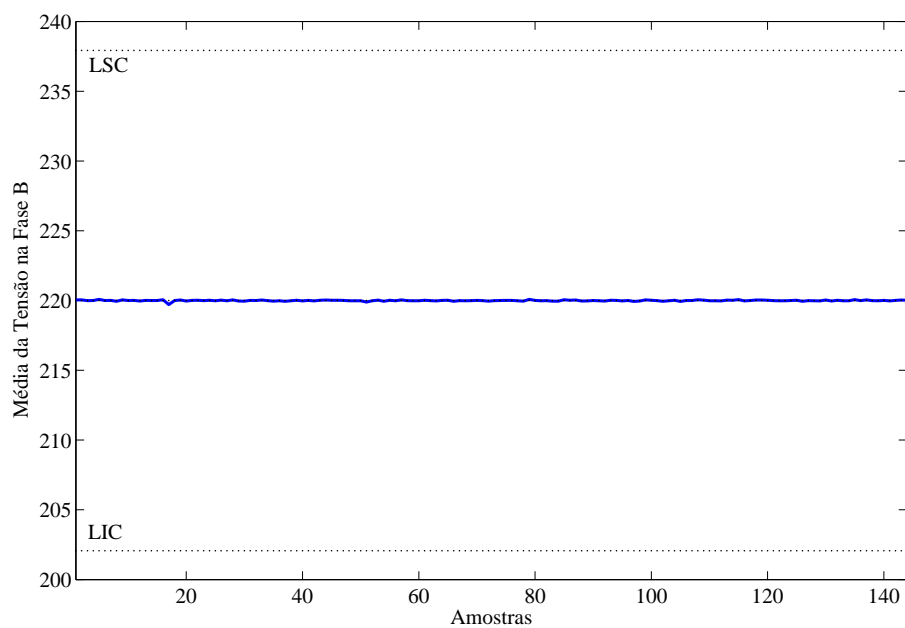


Figura B.7: Gráfico de Controle da Média da Fase B para o Caso 1

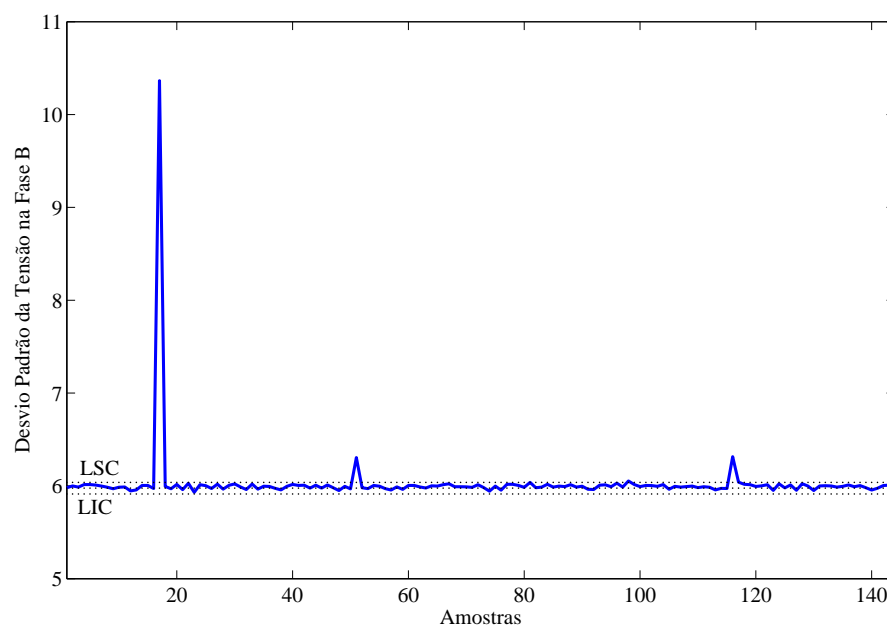


Figura B.8: Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Fase  $B$  para o Caso 1

## B.2 Monitoração do Desequilíbrio de Tensão

Na Figura B.9 se apresenta o histograma do desequilíbrio de tensão segundo o método de cálculo do CIGRÉ.

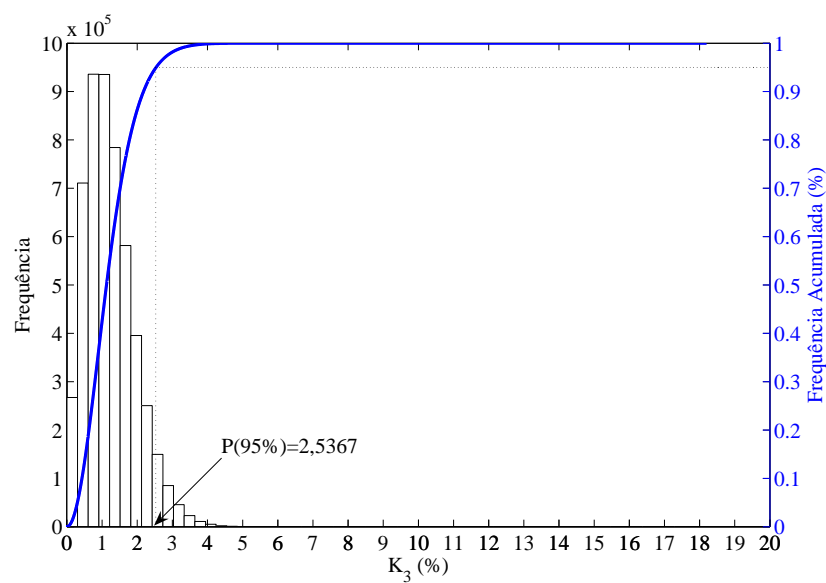


Figura B.9: Histograma do Desequilíbrio de Tensão ( $K_3$ ) para o Caso 1

### B.2.1 Gráficos de Controle

Nas Figuras B.10 e B.11 estão os Gráficos de Controle da Média e do Desvio Padrão do Desequilíbrio de Tensão segundo método de cálculo recomendado pelo CIGRÉ,  $K_3$ .

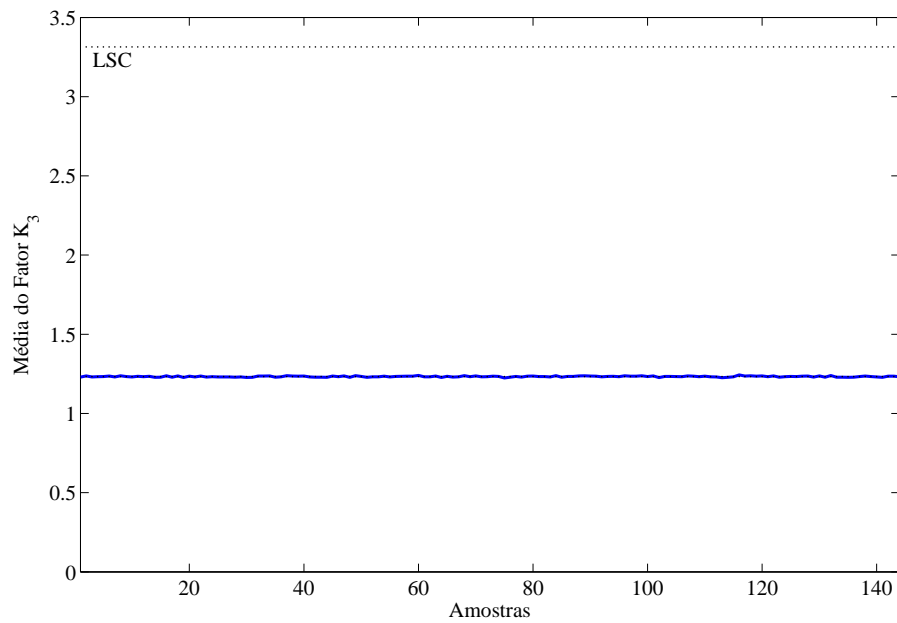


Figura B.10: Gráfico de Controle da Média do Fator  $K_3$  para o Caso 1

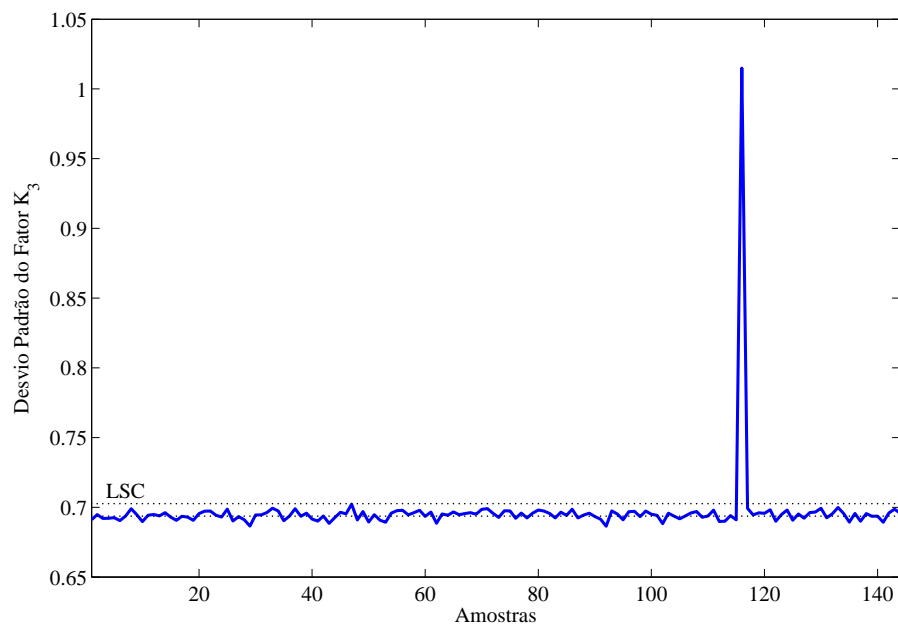


Figura B.11: Gráfico de Controle do Desvio Padrão Fator  $K_3$  para o Caso 1

# Apêndice C

## Caso 2

Este apêndice apresenta as figuras complementares ao Caso 2.

### C.1 Monitoração da Tensão

#### C.1.1 VTCD's

As Figuras C.1 e C.2 se apresentam as Variações de Tensão de Curta Duração encontradas na monitoração do Caso 2.

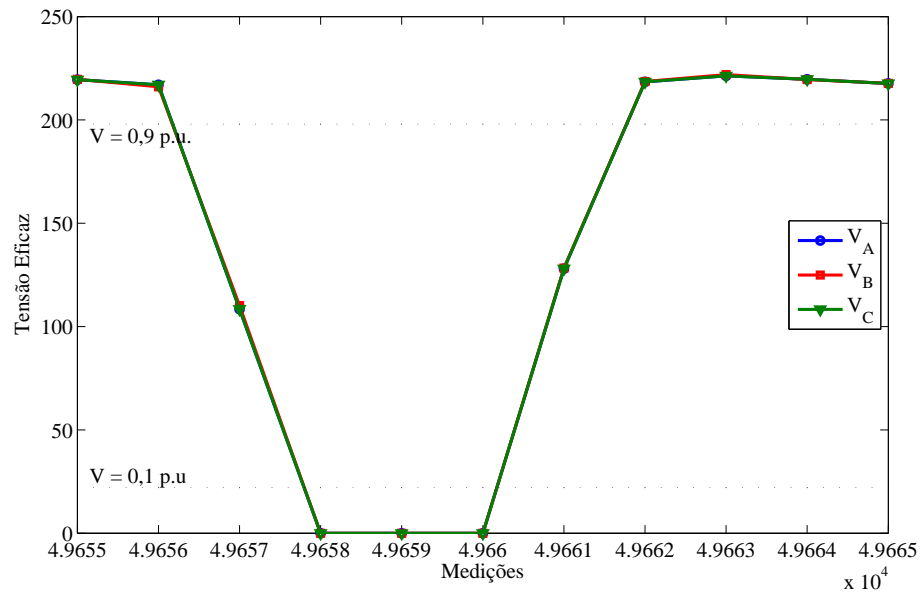
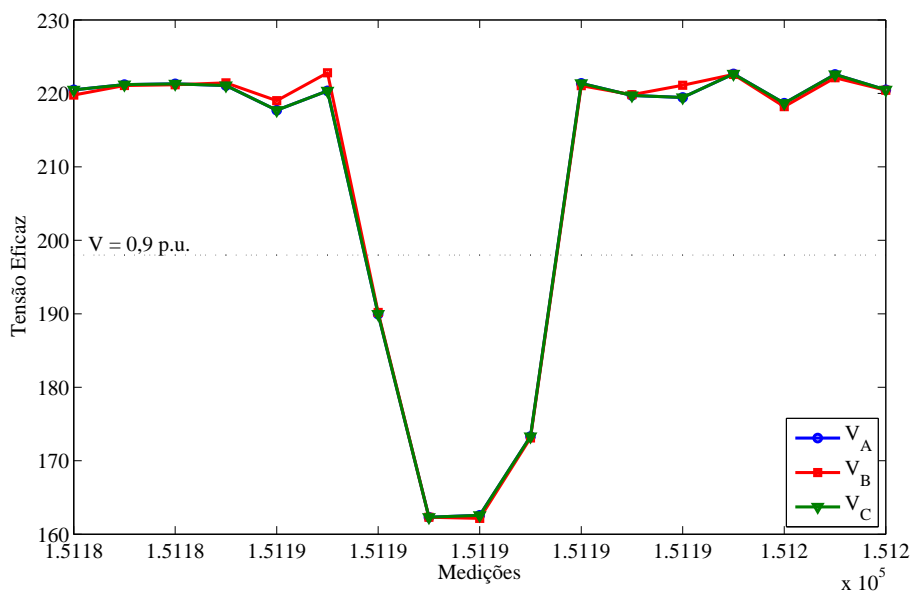


Figura C.1: Interrupção na Medição 49.658

Figura C.2: *Sag* na Medição 151.188

### C.1.2 Gráficos de Controle

As Figuras C.3 e C.4 estão, respectivamente, os Gráficos de Controle da Média e do Desvio Padrão para a Fase A. As Figuras C.5 e C.6 estão os gráficos para a fase C.

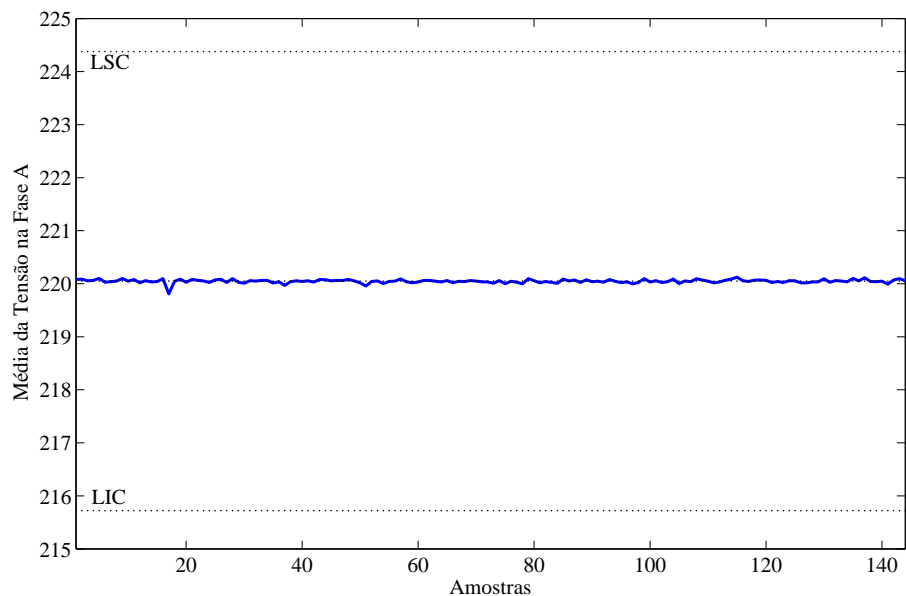


Figura C.3: Gráfico de Controle da Média da Fase A para o Caso 2

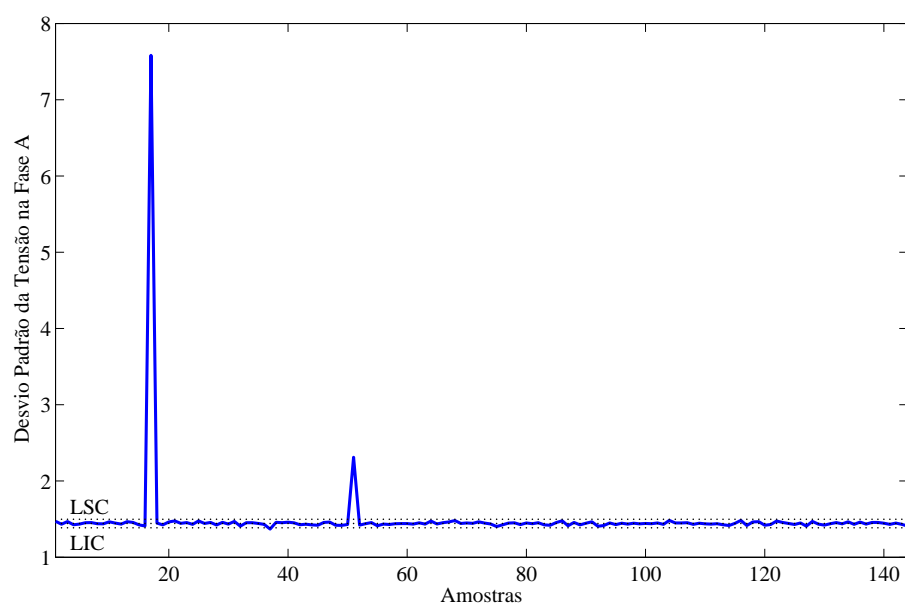


Figura C.4: Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Fase A para o Caso 2

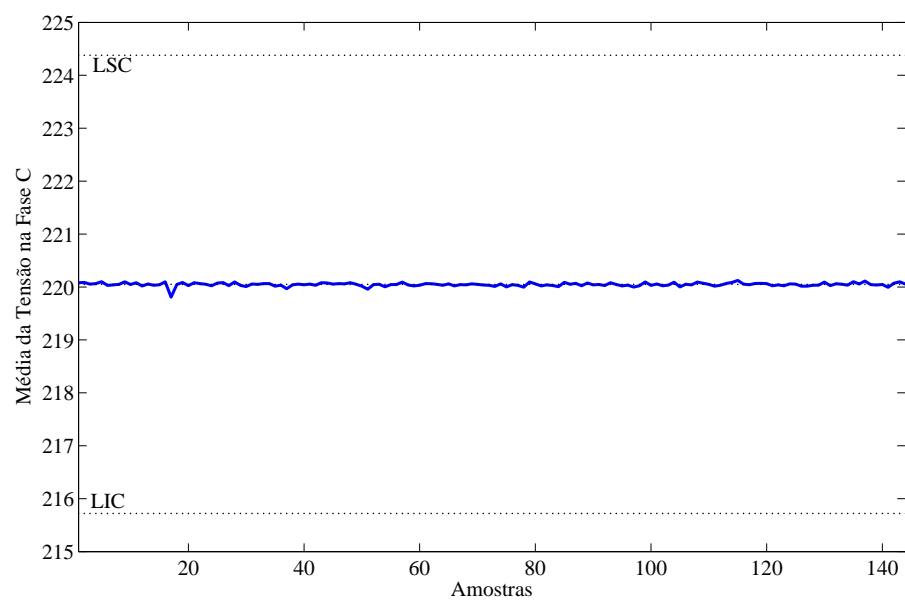


Figura C.5: Gráfico de Controle da Média da Fase C para o Caso 2

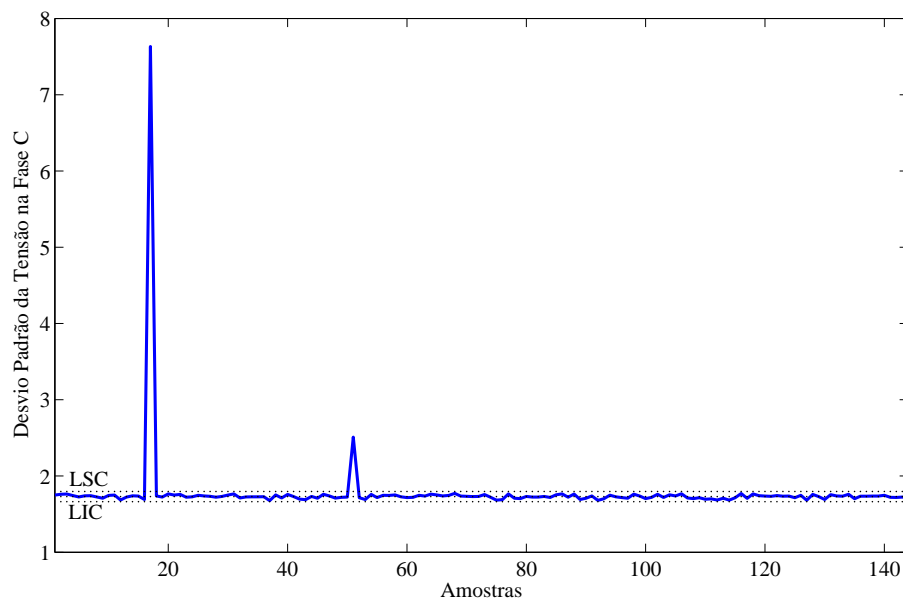


Figura C.6: Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Fase  $C$  para o Caso 2



# Apêndice D

## Caso 3

Este apêndice apresenta as figuras complementares ao Caso 3.

### D.1 Monitoração da Tensão

#### D.1.1 Gráficos de Controle

Nas Figuras D.1 e D.2 estão os Gráficos de Controle da Média e do Desvio Padrão da fase *A* e nas Figuras D.3 e D.4 para a fase *C*.

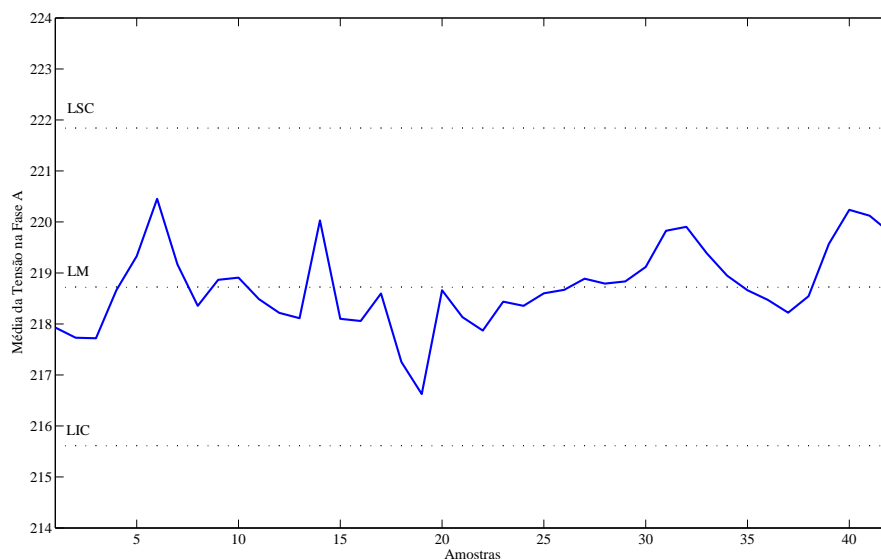


Figura D.1: Gráfico de Controle da Média da Fase *A* para o Caso 3

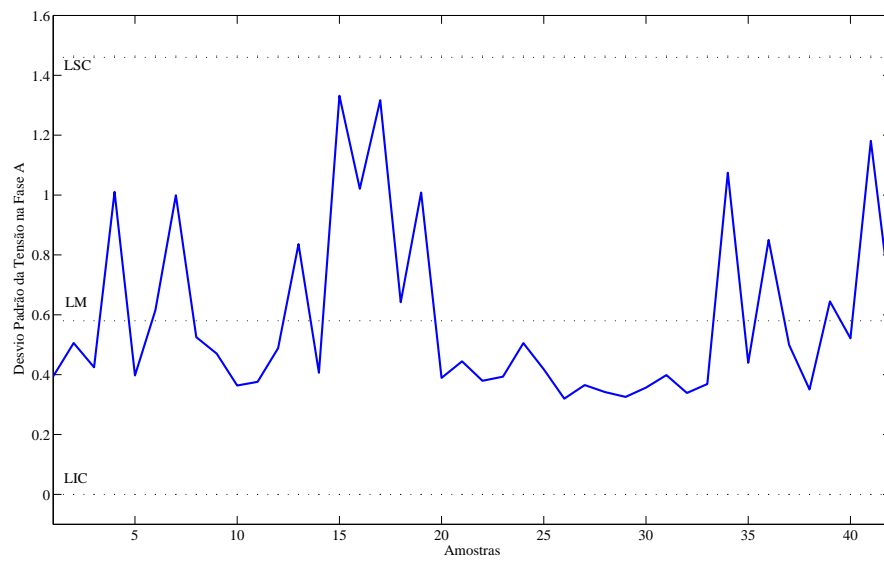


Figura D.2: Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Fase A para o Caso 3

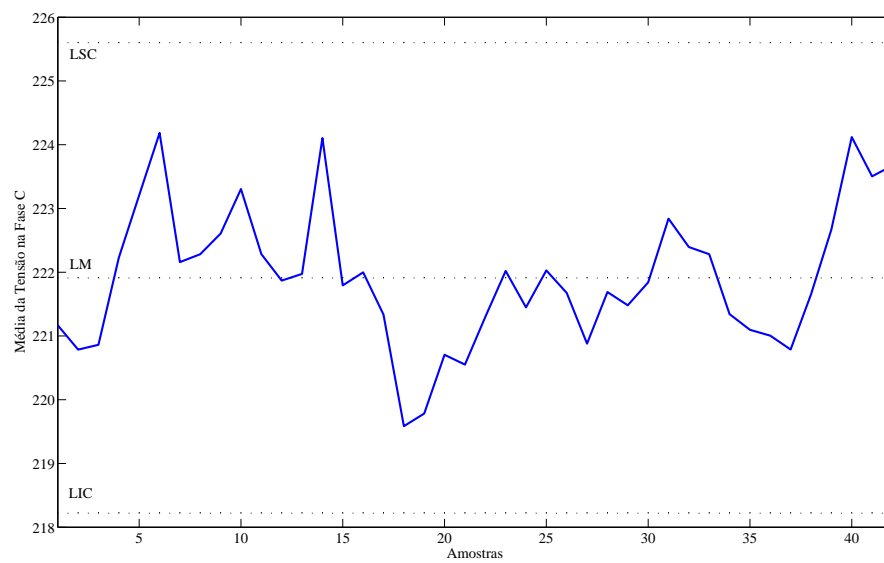


Figura D.3: Gráfico de Controle da Média da Fase C para o Caso 3

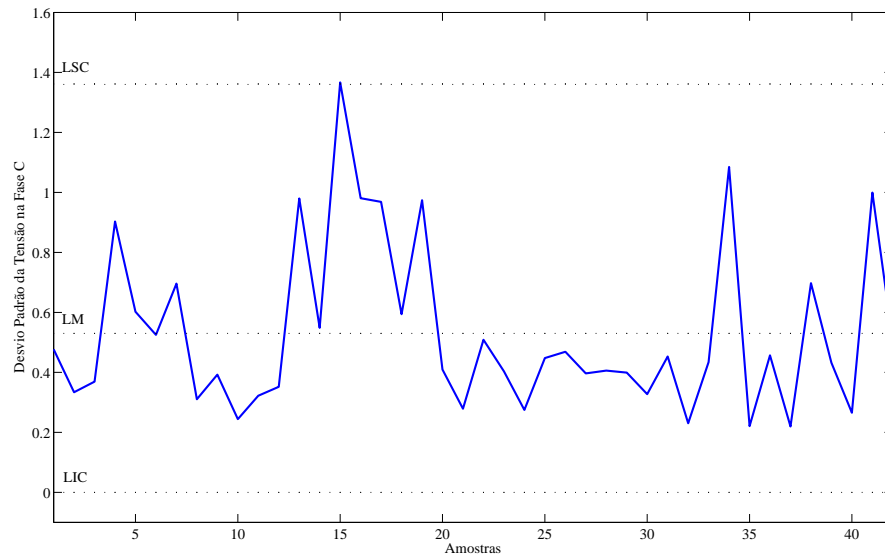


Figura D.4: Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Fase  $C$  para o Caso 3

## D.2 Monitoração dos Desequilíbrios de Tensão

Na figura D.5 está o histograma segundo o método de cálculo do CIGRÉ,  $K - 3$ , e na Figura D.6 o histograma para o desequilíbrio de tensão segundo o método recomendado pelo IEEE,  $K_4$ .

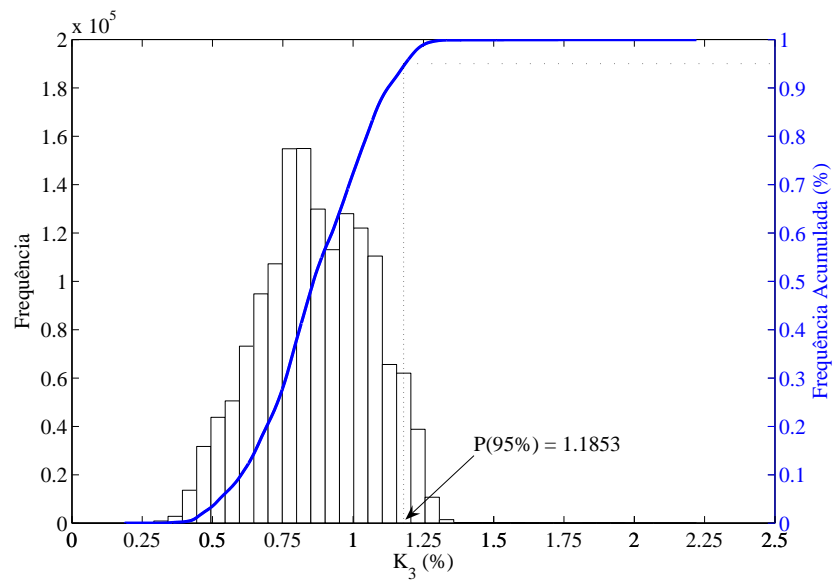


Figura D.5: Histograma do Desequilíbrio de Tensão ( $K_3$ ) para o Caso 3

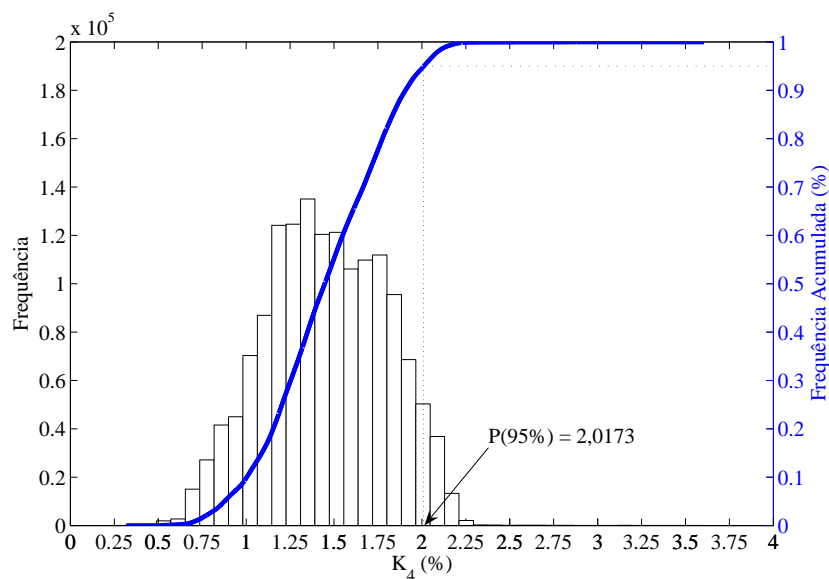


Figura D.6: Histograma do Desequilíbrio de Tensão ( $K_4$ ) para o Caso 3

### D.2.1 Gráficos de Controle

Os Gráficos de Controle do desequilíbrio de tensão para o método de cálculo  $K_2$  são as Figuras D.7 e D.8. Para o  $K_3$  os gráficos da média e do desvio padrão são as Figuras D.9 e D.10.

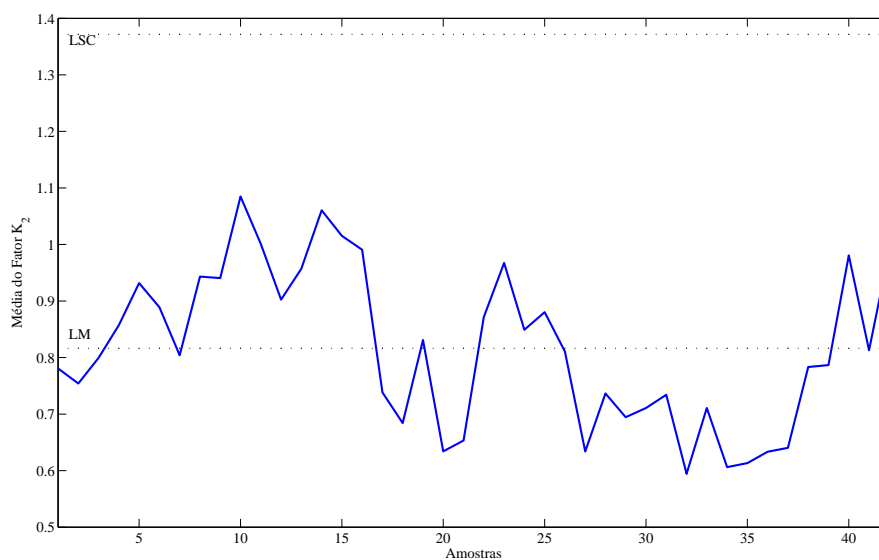


Figura D.7: Gráfico de Controle da Média do Fator  $K_2$  para o Caso 3

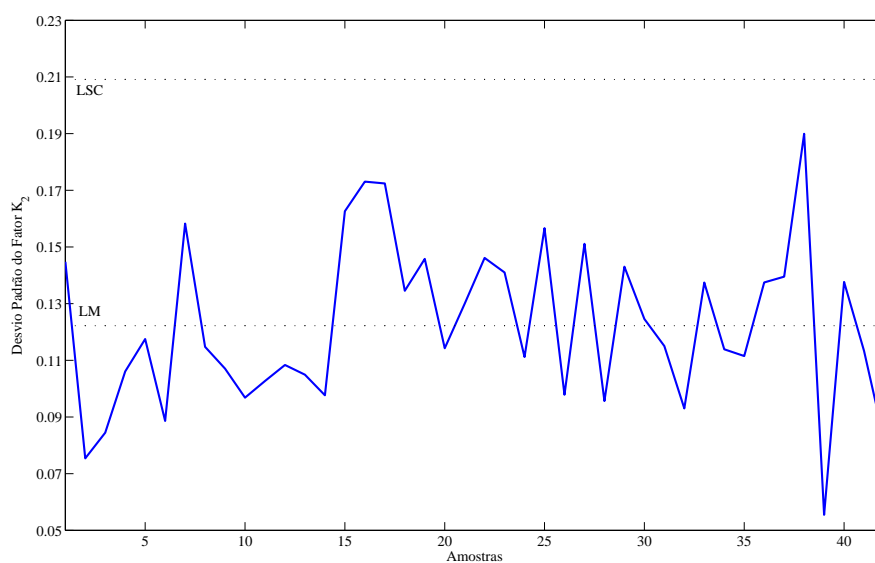


Figura D.8: Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Fator  $K_2$  para o Caso 3

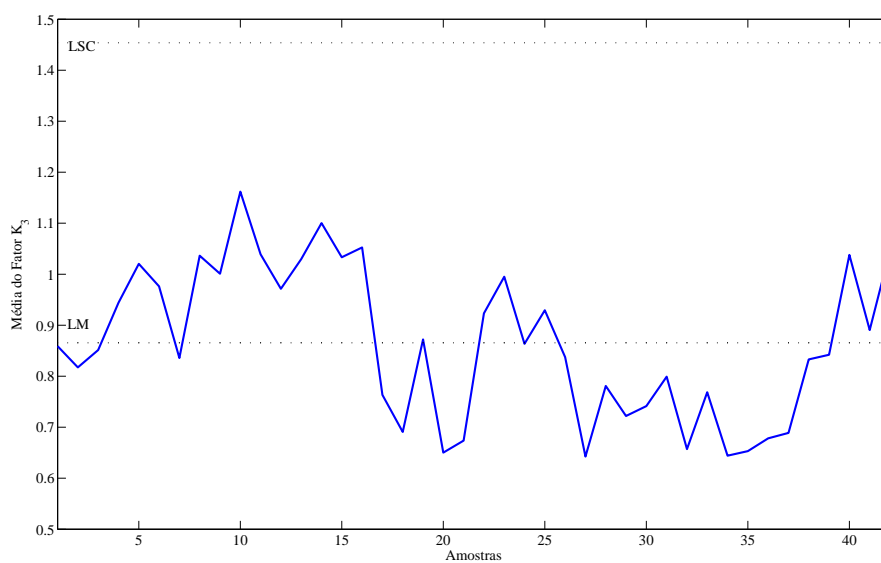
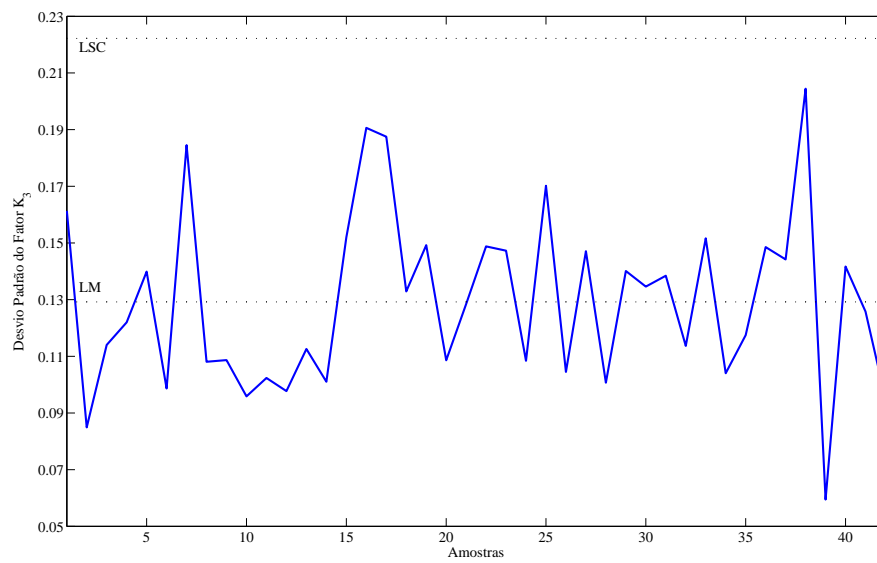


Figura D.9: Gráfico de Controle da Média do Fator  $K_3$  para o Caso 3

Figura D.10: Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Fator  $K_3$  para o Caso 3

# Apêndice E

## Caso 4

Este apêndice apresenta as figuras complementares do Caso 4.

### E.1 Monitoração da Tensão

#### E.1.1 Gráficos de Controle

Os Gráficos de Controle da Média para a Fase  $B$  está na Figura E.1, o Gráfico de Controle do Desvio Padrão para esta fase está na Figura E.2. Nas Figuras E.3 e E.4 estão os Gráficos de Controle para a fase  $C$ .

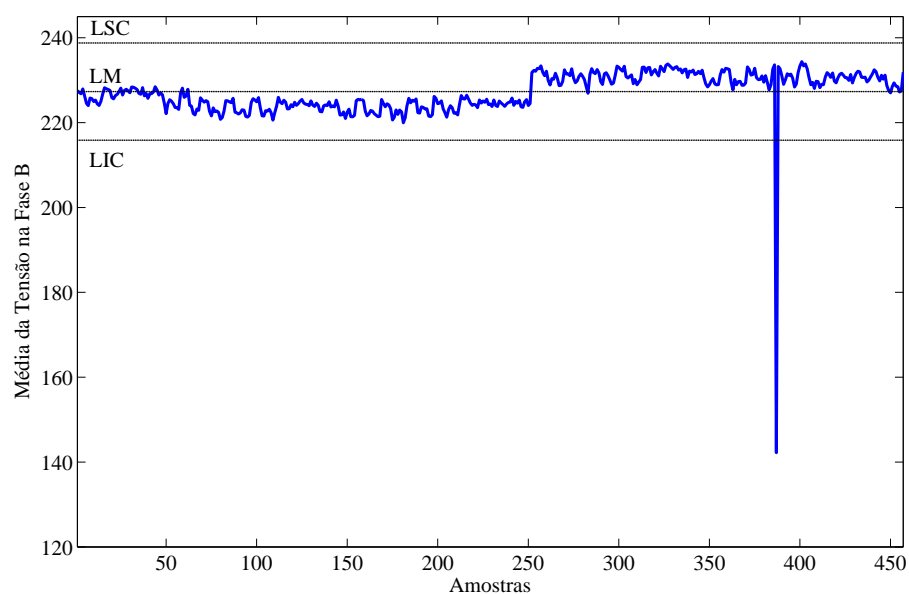
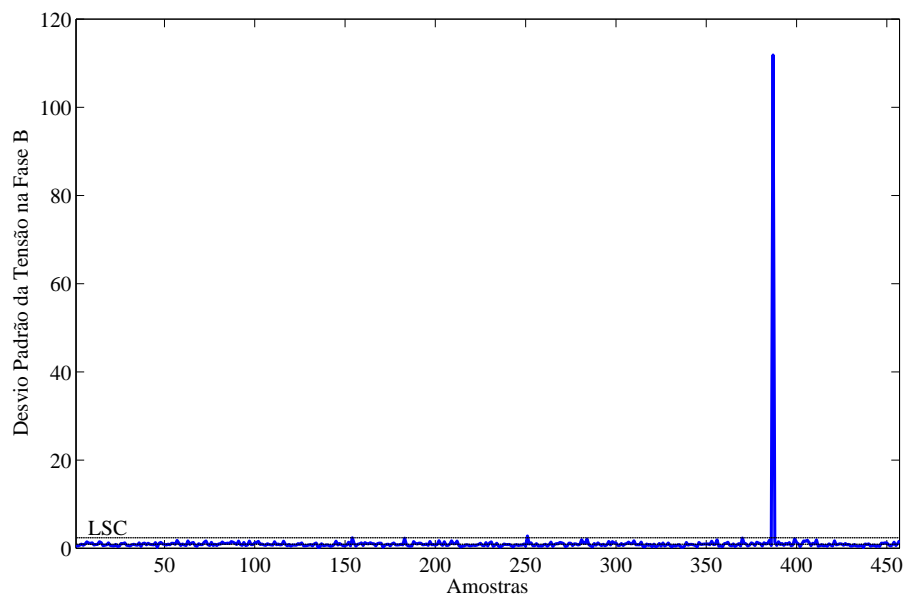
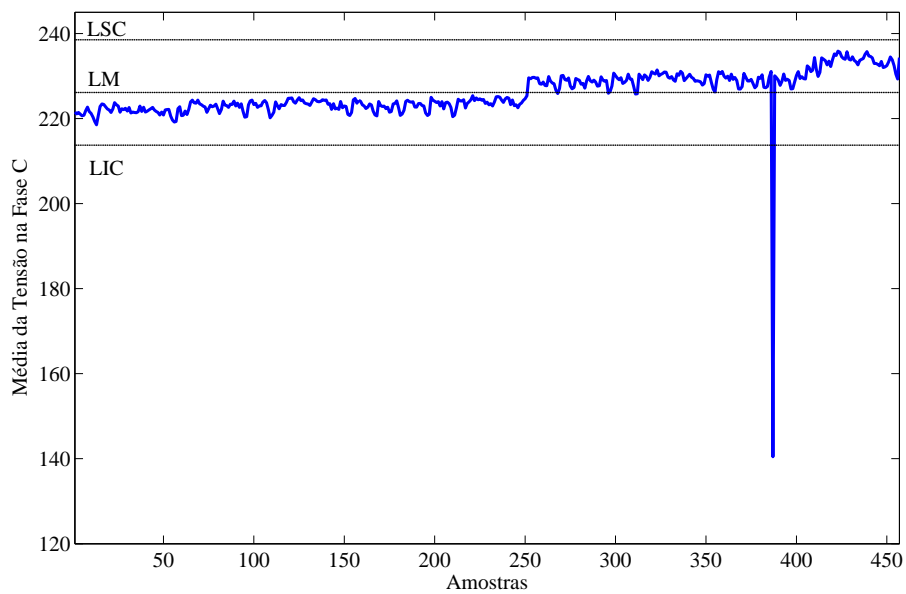


Figura E.1: Gráfico de Controle da Média da Tensão na Fase  $B$  para o Caso 4

Figura E.2: Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Tensão na Fase *B* para o Caso 4Figura E.3: Gráfico de Controle da Média da Tensão na Fase *C* para o Caso 4



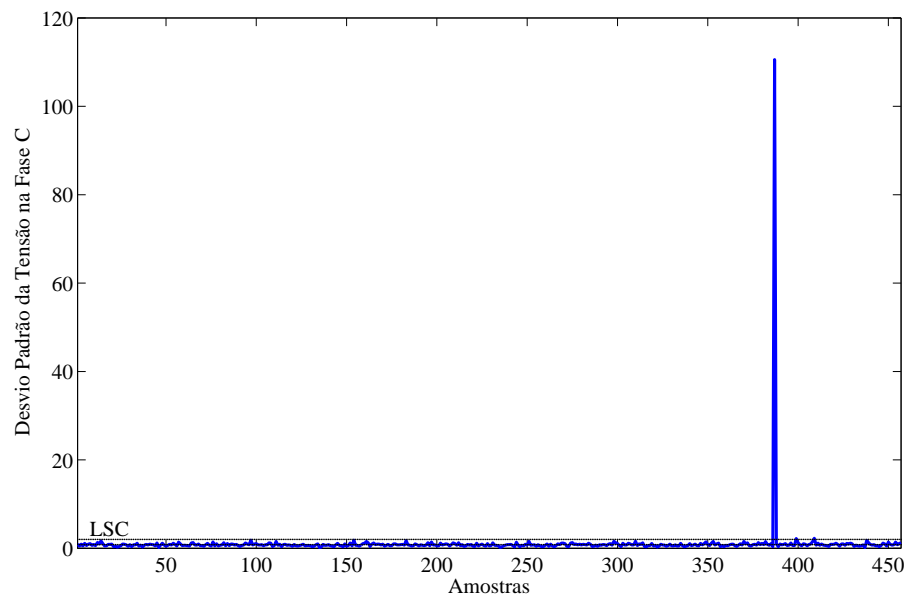


Figura E.4: Gráfico de Controle do Desvio Padrão da Tensão na Fase *C* para o Caso 4

## E.2 Monitoração dos Desequilíbrios de Tensão

Na figura E.5 está o histograma segundo o método de cálculo recomendado pela norma NEMA-MG-14.34,  $K_2$ , e na Figura E.6 o histograma para o desequilíbrio de tensão segundo o método recomendado pelo CIGRÉ,  $K_3$ .

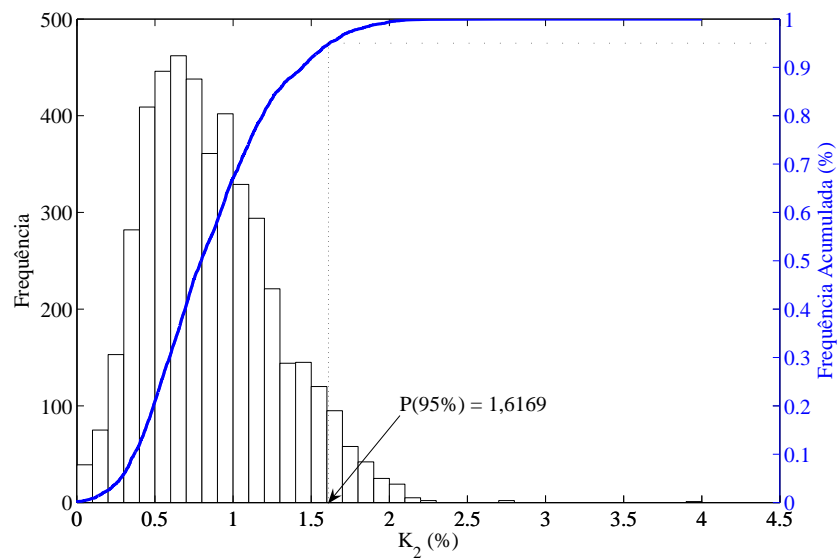


Figura E.5: Histograma do Desequilíbrio de Tensão ( $K_2$ ) para o Caso 4

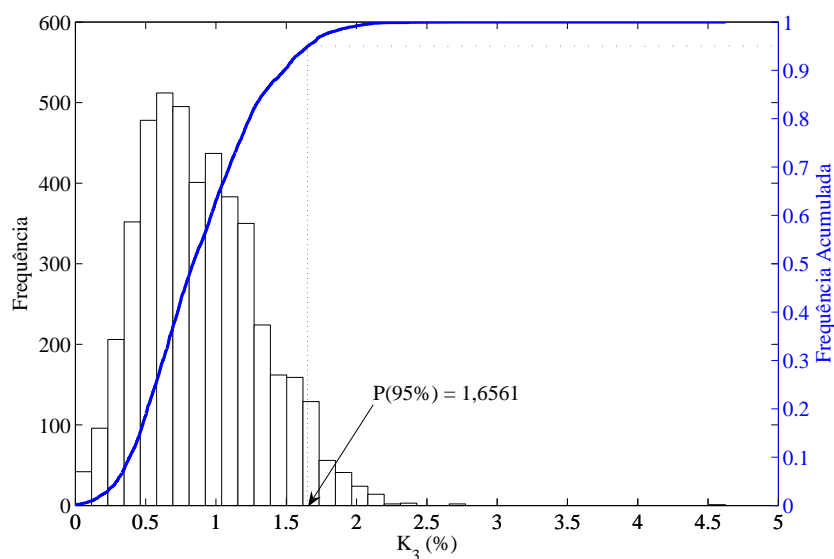


Figura E.6: Histograma do Desequilíbrio de Tensão ( $K_3$ ) para o Caso 4

### E.2.1 Gráficos de Controle

Os Gráficos de Controle para o desequilíbrio de tensão conforme os métodos de cálculo  $K_2$  e  $K_3$  estão na Figura E.7, média do  $K_2$ , Figura E.8, desvio padrão do  $K_2$ , Figura E.9, média  $K_3$  e Figura E.9, desvio padrão  $K - 3$ .

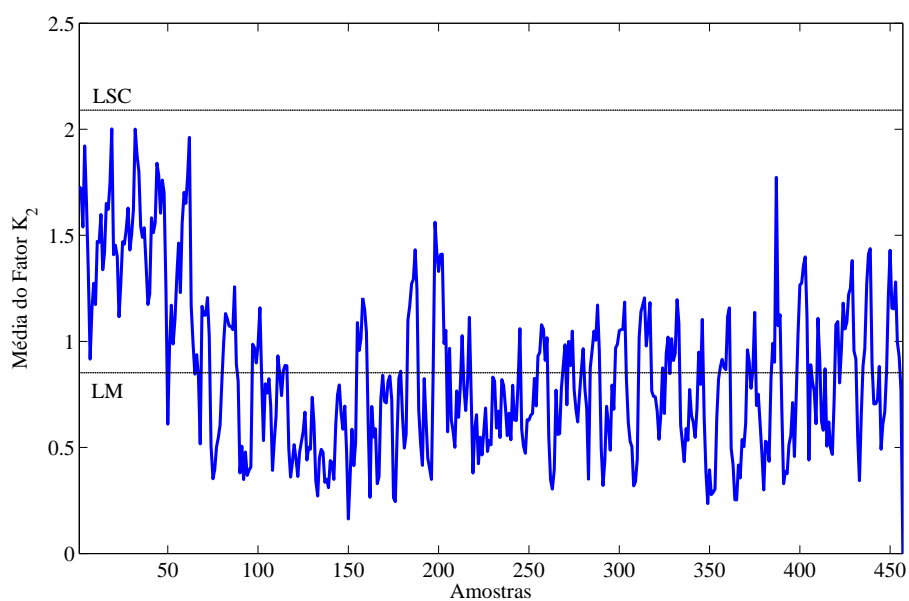
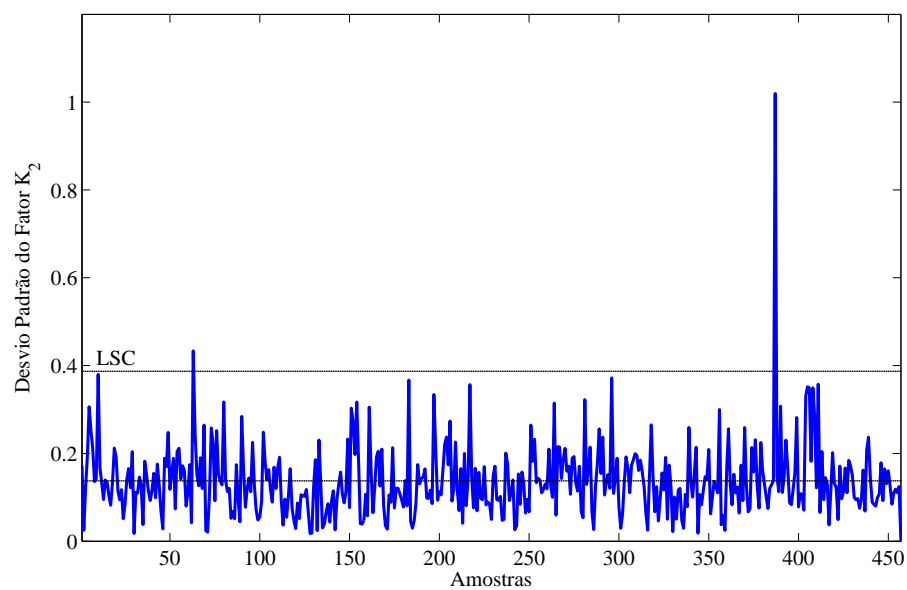
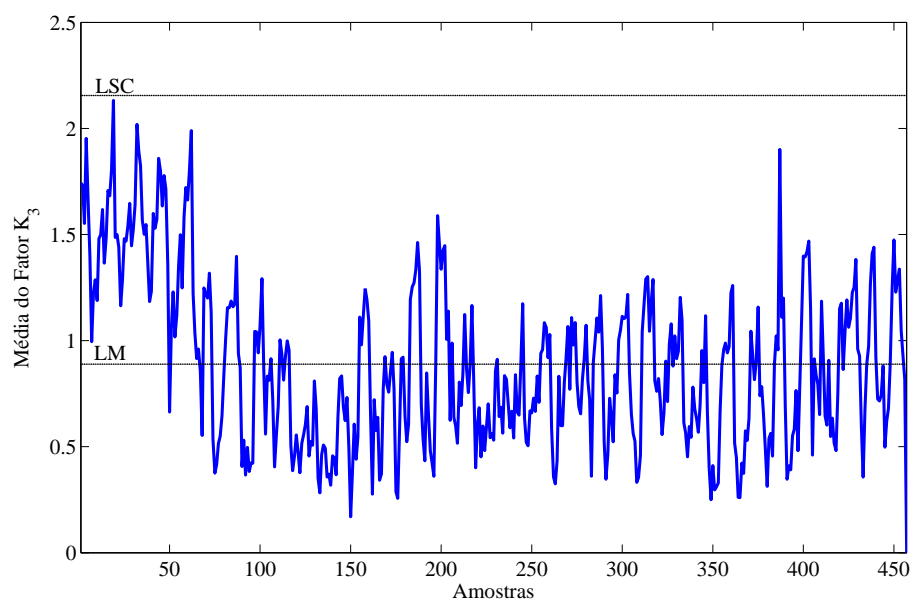


Figura E.7: Gráfico de Controle da Média do Fator  $K_2$  para o Caso 4

Figura E.8: Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Fator  $K_2$  para o Caso 4Figura E.9: Gráfico de Controle da Média do Fator  $K_3$  para o Caso 4

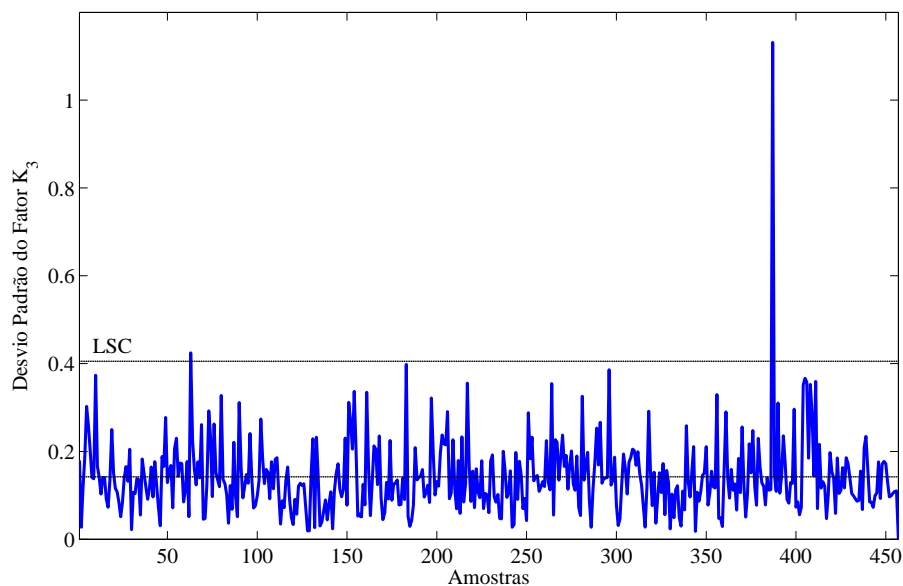


Figura E.10: Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Fator  $K_3$  para o Caso 4

### E.3 Monitoração da Distorção Harmônica (TDD)

Nas Figuras E.11 e E.12 estão os histogramas para a distorção harmônica de corrente segundo índice  $TDD$  par as fases  $A$  e  $C$  do caso 4.

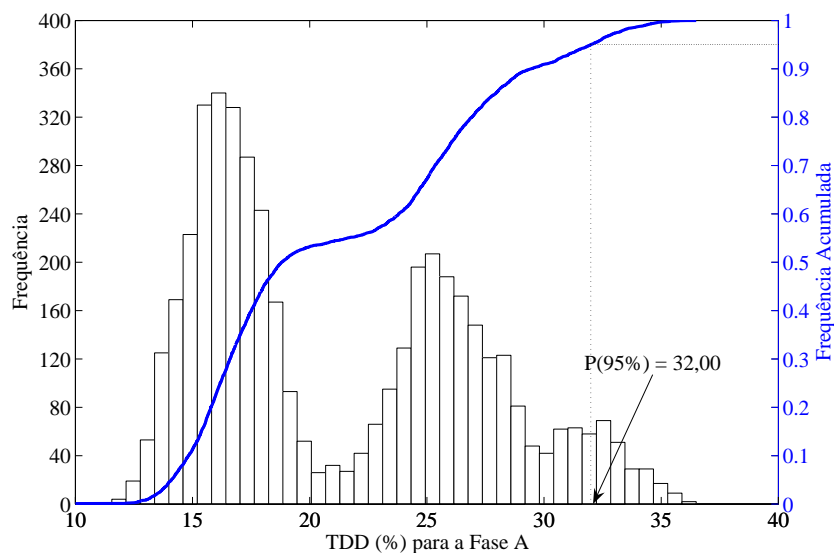


Figura E.11: Histograma do Índice  $TDD$  da Fase  $A$  para o Caso 4

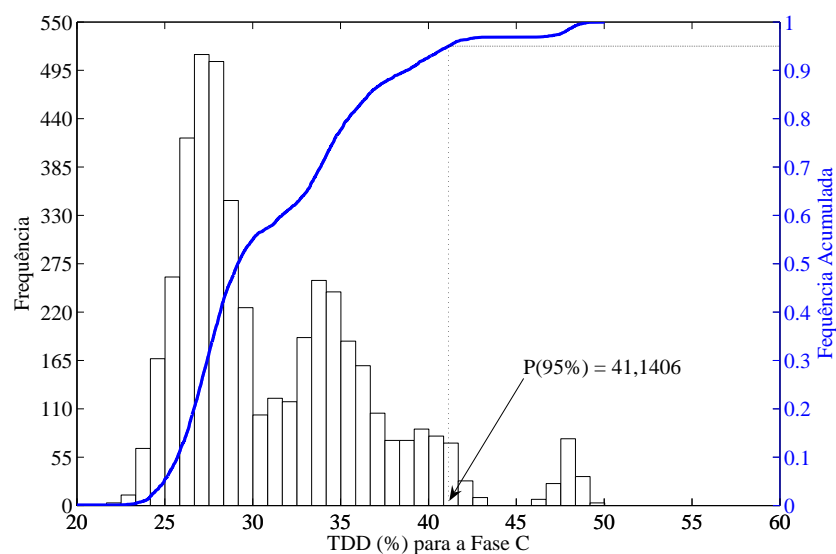


Figura E.12: Histograma do Índice  $TDD$  da Fase  $C$  para o Caso 4

### E.3.1 Gráficos de Controle

Os Gráficos de Controle do índice  $TDD$  para a fase  $B$  são as Figuras E.13 e E.14, já para a fase  $C$  os Gráficos de Controle do  $TDD$  são as Figuras E.15 e E.16.

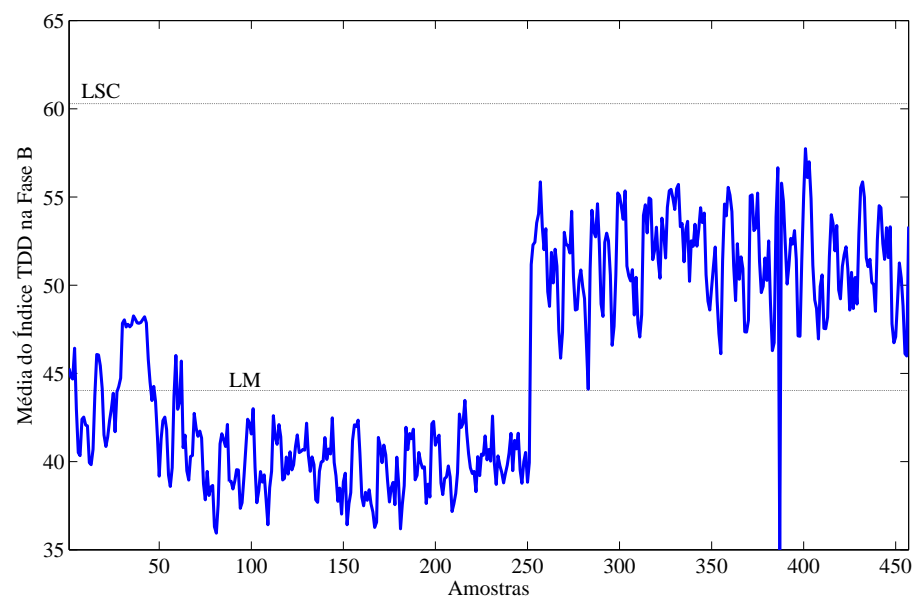
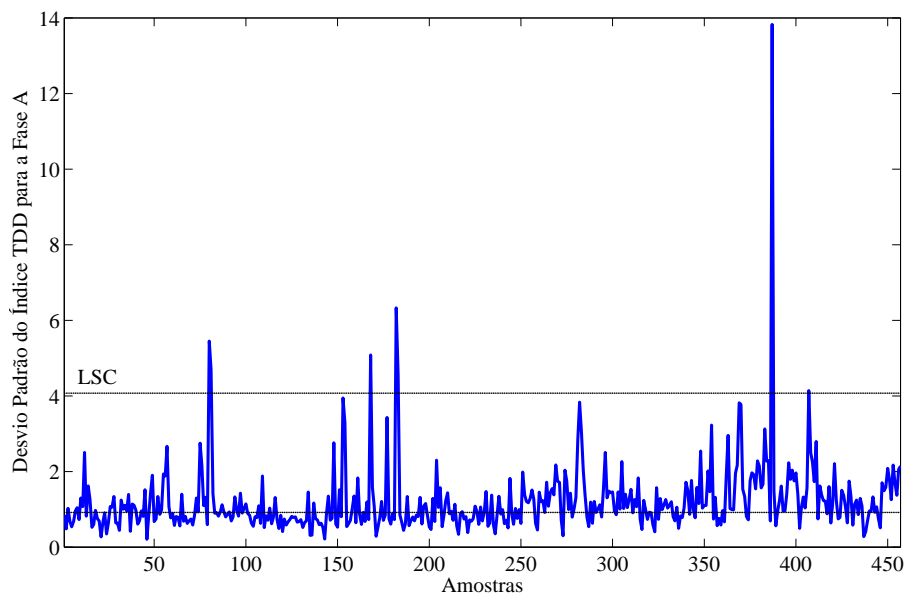
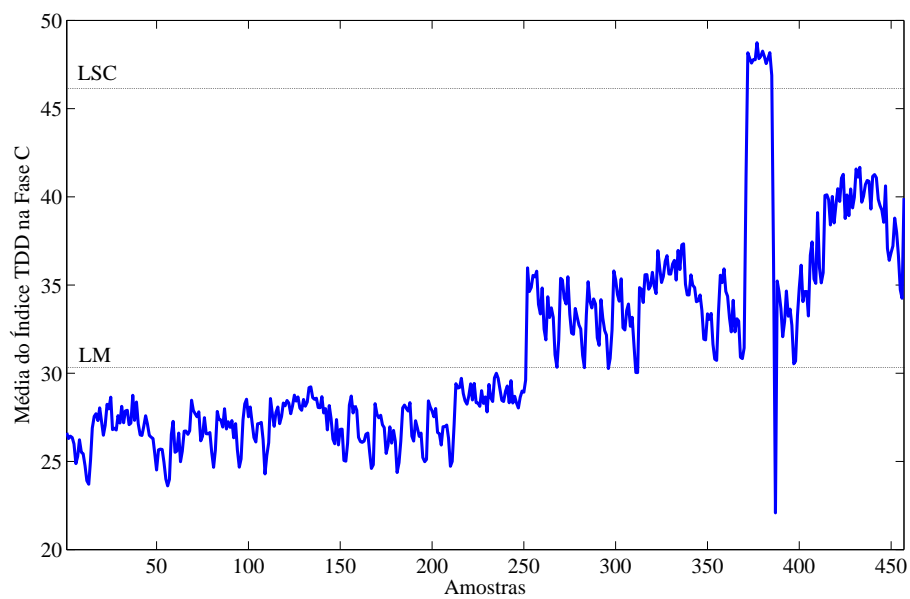


Figura E.13: Gráfico de Controle da Média do Índice  $TDD$  para a Fase  $B$

Figura E.14: Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Índice  $TD$  para a Fase  $B$ Figura E.15: Gráfico de Controle da Média do Índice  $TDD$  para a Fase  $C$

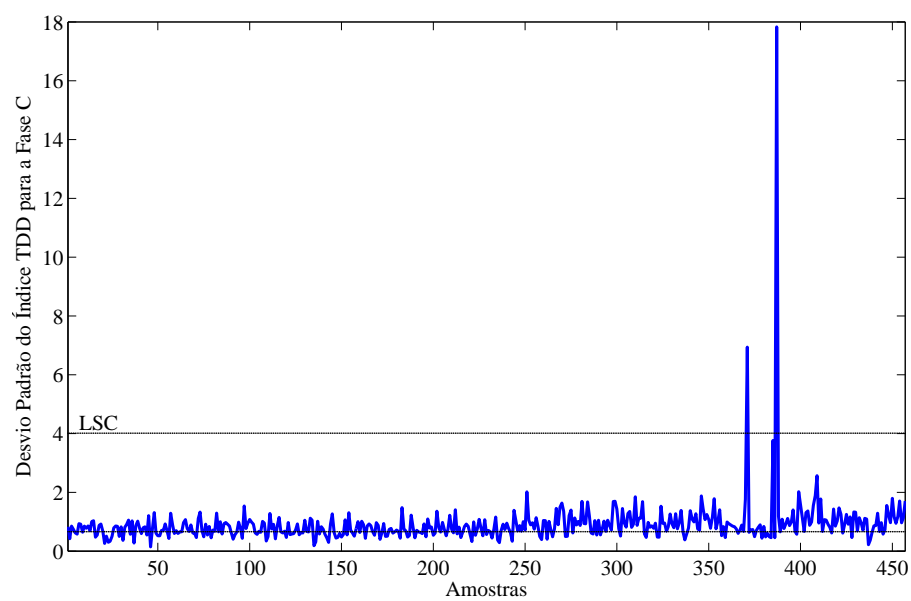


Figura E.16: Gráfico de Controle do Desvio Padrão do Índice  $TDD$  para a Fase C





# Referências Bibliográficas

ADAMS, R. A.; CATOE, R. C.; DALTON, J. G.; WHISENANT, S. G. Power quality issues within modern industrial facilities. In: IEEE. *IEEE 1990 Annual Textile, Fiber and Film Industry Technical Conference*. [S.l.]: IEEE, 1990. p. 10/1 –10/6.

AHMED, E.; XU, W. Assessment of harmonic distortion level considering the interaction between distributed three-phase harmonic sources and power grid. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 1, n. 3, p. 506–515, May 2007.

AHMED, E. E.; XU, W.; ZHANG, G. Analyzing systems with distributed harmonic sources including the attenuation and diversity effects. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 20, n. 4, p. 2602–2612, Oct. 2005.

ALDABÓ, R. *Qualidade na Energia Elétrica*. São Paulo, SP: Artliber Editora Ltda, 2001.

ALVES, M. F.; GOMEZ, D. G.; PEIXOTO, Z. M. A.; SOUSA, J. P. M.; P.GARCIA, C. Um modelo integrado para estudos de compensação de flicker devido a fornos elétricos a arco. In: *Anais do Congresso Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica - CBQEE*. Santos, Brasil: [s.n.], 2007.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Nº 024*. Brasília, Brasil, 27 Janeiro 2000.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Nº 505*. Brasília, Brasil, 7 Dezembro 2000.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST*. Brasília, Brasil, Julho 2007.

ARANHA NETO, E. A. C. *Alocação de Chaves Automatizadas em Redes de Distribuição Utilizando Múltiplos Critérios*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Maio 2006.

AU, M. T.; MILANOVIC, J. V. Establishing harmonic distortion level of distribution network based on stochastic aggregate harmonic load models. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 22, n. 2, p. 1086–1092, April 2007.

BELLARMINE, T.; SURI, N.; ROBINETTE, M.; DREADIN, M. Motor start program. In: *Proceedings of the Southeastcon Creative Technology Transfer - A Global Affair*. [S.l.: s.n.], 1994. p. 35–39.

BOLLEN, M. H. J. Definitions of voltage unbalance. *IEEE Power Engineering Review*, p. 49–50, November 2002.

BRANCHER, D. L.; COELHO, J. Alarmes e pré-alarmes na monitoração da qualidade de energia elétrica em clientes especiais. In: *18ª Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI*. Olinda, PE: [s.n.], 2008. p. 12 p. A publicar.

BRANCHER, D. L.; COELHO, J.; COELHO, G. M. Software para monitoração, gestão e solução de distúrbios de qualidade de energia. In: *Congreso Lationamericano de Distribucion Electrica - CLADE*. Mar del Prata, Argentina: [s.n.], 2008. p. 10 p. A publicar.

BRANCHER, D. L.; COELHO, J.; CRUZ, M. P.; CISLAGHI, R.; GRAF, O. J.; CANDEÓ, E. L. Custos de interrupção de fornecimento de energia elétrica em consumidores tipo a. In: *Seminário Nacional de Controle e Automação - SNCA*. Salvador, BA: [s.n.], 2007. p. 1–5.

BRAVO, P. C. *Elementos de Controle Estatístico de Qualidade*. 1. ed. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: [s.n.], 1984.

CARVALHO, D. R.; SOUZA, A.; KAMIKAWA, R. Construção de sistemas especialistas: Estudo de caso. In: *Congresso para Tecnologias da Gestão de Dados e Metadados do Cone Sul*. Ponta Grossa, PR: [s.n.], 2003. p. 1–13.

CIGRÉ-BRASIL. *Grupo de Trabalho C4-4, Impactos Econômicos Associados à Perda de Qualidade da Energia Elétrica*. 17 Dezembro 2007. Comitê de Estudos CE-C4 Desempenho de Sistemas Elétricos, <http://cigre.dee.ufcg.edu.br/pmwiki/pmwiki.php>.

CLEMENT, M.; MICHAUD, J. Overvoltages on the low voltage distribution networks. origins and characteristics. consequences upon the construction of electricité de french networks. In: *12th International Conference on Electricity Distribution*. [S.l.: s.n.], 1993. v. 2, p. 2.16.1–2.16.6.

COLLINSON, J. S. and A. Power quality. *Power Engineering Journal*, p. 58–64, April 2001.

COSTA, A. F. B.; EPPRECHT, E. K.; CARPINETTI, L. C. R. *Controle Estatístico de Qualidade*. 2. ed. São Paulo, SP, Brasil: Editora Atlas S.A., 2005.

COSTA, M.; SANTOS, M.; SILVA, R. D. S. e; TOSTES, M. de L. Análise comparativa dos distúrbios na energia elétrica causados por consumidores residenciais, comerciais e industriais. In: *Anais do Congresso Brasileiro de Qualidade da Energia Elétrica - CBQEE*. Santos, Brasil: [s.n.], 2007. p. 1–6.

CREDER, H. *Instalações Elétricas*. 13. ed. Rio de Janeiro, RJ: Livros Técnicos e Científicos Editora S.A, 1995.

CRUZ, M. P. *Metodologia para Avaliação dos Impactos Econômicos Associados a Problemas de Qualidade de Energia*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Setembro 2007.

CRUZ, M. P.; COELHO, J.; CISLAGHI, R.; GRAF, O. J. Metodologia para avaliação dos custos associados a problemas de qualidade de energia em consumidores de grande porte. In: *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE*. Campina Grande, PB: [s.n.], 2006. p. 1–4.

DECKER, I. C.; AGOSTINI, M. N.; DOTTA, D.; ZIMATH, S. L. Sistema de medição fasorial sincronizada: Desenvolvimentos e aplicação na monitoração de frequência do sistema elétrico brasileiro. In: *Anais do XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*. Curitiba, PR: [s.n.], 2005.

DIAS, G. A.; CASA, D.; TELLÓ, M. Aspectos legais e contratuais referentes ao impacto da qee no sistema elétrico. In: *Anais do Congresso Brasileiro de Qualidade da Energia Elétrica - CBQEE*. Santos, Brasil: [s.n.], 2007. p. 1–6.

DINIZ, M. G. *Desmistificando o Controle Estatístico de Processo*. 1. ed. São Paulo, SP, Brasil: Artliber Editora Ltda, 2001.

DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY, H. W. *Electrical Power Systems Quality*. [S.l.]: McGraw-Hill, 2002.

EURELECTRIC. Relatório eurelectric: referênica para fornecedores de energia elétrica e fabricantes. *Eletricidade Moderna*, v. 1, n. 354, p. 273–317, Setembro 2003.

FACCENDA, G. G.; LANGE, T.; BECKERT, J. I.; TEIVE, R. C. G. Sistema baseado no conhecimento de suporte à decisão para a análise da qualidade de energia de uma instalação elétrica. In: *XXII Congresso Regional de Iniciação Científica e Tecnológica em Engenharia - CRICTE*. Passo Fundo, RS: [s.n.], 2007.

FLUKE. *Fluke 43B Power Quality Analyser*. [S.l.], Abril 2001.

FOLHA. *Aneel estuda tarifas diferenciadas pela qualidade do serviço prestado*. 26 Novembro 2007. Folha Online, <http://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u348847.shtml>.

GAUCHE, E.; ANDRADE, F.; COELHO, J.; FROHLICH, A.; TREVISAN, F.; SANTOS, D.; GUIMARAES, V.; LEAL, C.; PEREIRA, F. Monitoração de redes subterrâneas para a melhoria da qualidade na distribuição. In: *Anais do Congresso Brasileiro de Qualidade da Energia Elétrica - CBQEE*. Santos, Brasil: [s.n.], 2007. p. 1–6.

GLOBO. *Aneel estuda tarifa menor para consumidor que receber serviço inferior*. 26 Novembro 2007. O Globo Online, <http://oglobo.globo.com/economia/mat/2007/11/26/327324820.asp>.

GODOY, R. B.; PINTO, J. O. P.; JUNIOR, L. G. Software baseado em processamento de sinais para detecção, classificação e diagnóstico de distúrbios relacionados a sistemas de energia elétrica. In: *Anais do Congresso Brasileiro de Qualidade da Energia Elétrica - CBQEE*. Santos, Brasil: [s.n.], 2007. p. 1–6.

GOLKAR, M. A. Electric power quality: Types and measurements. In: *2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies*. Hong Kong: [s.n.], 2004. p. 317–321.

GOMEZ, J. C.; MORCOS, M. M. Flicker measurement and light effect. *IEEE Power Engineering Review*, p. 11–15, Nov. 2002.

GOSBELL, V. *Power Quality Monitoring - plant investigations*. Australia, January 2002.

GRASSELLI, U.; PARISE, G. Design criteria and test results for a voltage notch filter. In: *8th International Conference on Harmonics And Quality of Power*. [S.l.: s.n.], 1998. v. 1, p. 158–163.

GRUNBAUM, R.; DOSI, D.; RIZZANI, L. Contra flicker, harmônicos e baixo FP: compensador estático de reativos. *Eletricidade Moderna*, n. 398, p. 56–67, Maio 2007.

HAFNER, Â. A. *Estudo e Simulação dos Módulos Lógicos de um Medidor de Qualidade de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2006.

HEGAZY, Y. G.; SALAMA, M. Calculations of diversified harmonic currents in electric distribution systems. In: IEEE. *Generation, Transmission and Distribution*. [S.l.]: IEEE, 2003. v. 150, n. 6, p. 651–658.

IEEE. *IEEE standard 519 - IEEE recommended practices and requirements for harmonic control in electric power systems*. New York, USA, April 1992.

IEEE. *IEEE standard 1159 - IEEE recommended practice for monitoring electric power quality*. New York, USA, June 1995.

ISSOURIBEHERE, P. E.; ISSOURIBEHERE, F.; BARBERA gustavo A. Power quality measurements and operating characteristics of electric arc furnaces. In: IEEE. *Power Engineering Society General Meeting*. [S.l.]: IEEE, 2005. v. 1, p. 784–791.

JESUS, N. C. Identificação e diagnostico com analisadores de qualidade de energia. *Elettricidade Moderna*, n. 311, p. 148 –162, Fevereiro 2000.

JESUS, N. C.; NETO, J. A.; PIESANTI, L. L.; BATISTA, E. L. Monitoramento e análise de distúrbios utilizando analisadores de qualidade de energia. In: *Anais do Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTTEE*. Campinas, São Paulo, Brasil: [s.n.], 2001. p. 1–6.

JESUS, N. C. de; CASTOLDI, F. T.; NONENMACHER, C.; SANTOS, T. F. dos; OLIVEIRA, H. R. de; PAPALEO, G. A influência de cargas não-lineares na avaliação dos efeitos e limites de cortes de tensão. *Elettricidade Moderna*, v. 1, n. 361, p. 120–135, Abril 2004.

JOUANNE, A. von; BANERJEE, B. Assessment of voltage unbalance. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 16, n. 4, p. 782–790, October 2001.

JUNIOR, E. A. M.; BONATTO, B. D.; DIAS, L. F. S. Avaliação do sistema elétrico quanto às "variações de tensão de curta duração". In: *Anais do Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI*. Brasília, DF: [s.n.], 2004.

KENNEDY, B. W. *Power Quality Primer*. [S.l.]: McGraw-Hill, 2000.

LAKERVI, E.; HOLMES, E. *Electricity Distribution Network Design*. 2. ed. England: Peter Peregrinus Ltd., 1995.

LELES FILHO, A.; OLIVEIRA, M.; PINTO, M. Ferramenta computacional para quantificação e qualificação do desequilíbrio de tensão. In: *Anais do Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica - SBQEE*. Belém, Brasil: [s.n.], 2005.

- LOURENÇO FILHO, R. de C. B. *Contrôle Estatístico de Qualidade*. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Ao Livro Técnico S.A., 1964.
- LUDBROOK, A. Proposed revisions to IEEE 519 commutation notch limits. In: *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*. [S.l.: s.n.], 2002. v. 2, p. 958–962.
- MACHADO, M. de O.; BORGES, R. M. *Sistemas Especialistas: Sistemas de Apoio à Decisão*. São Leopoldo, RS, Abril 2005.
- MANSOOR, A.; GRADY, W. Analysis of compensation factors influencing the net harmonic current produced by single-phase nonlinear loads. In: IEEE. *8th International Conference on Harmonics And Quality of Power*. [S.l.]: IEEE, 1998. v. 2, p. 883–889.
- MANSOOR, A.; GRADY, W.; SAMOTYJ, A. C. M. An investigation of harmonics attenuation and diversity among distributed single-phase power electronic loads. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 10, n. 1, p. 2001–2006, January 1995.
- MANSOOR, A.; GRADY, W.; STAATS, P.; THALLAN, R.; DOYLE, M.; SAMOTYJ, M. Predicting the net harmonic currents produced by large numbers of distributed single-phase computer loads. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 10, n. 4, p. 2001–2006, Oct. 1995.
- MASWOOD, A. I.; JUN, Z. Attenuation and diversity effect in harmonic current propagation study. In: IEEE. *Power Engineering Society General Meeting*. [S.l.], 2003. v. 3, p. 1480–1485.
- MELHORN, C. J.; MCGRANAGHAN, M. F. Interpretation and analysis of power quality measurements. In: *IEEE 1995 Annual Textile, Fiber and Film Industry Conference*. [S.l.: s.n.], 1995. p. 1–9.
- MELHORN, C. J.; MCGRANAGHAN, M. F. Interpretation and analysis of power quality measurements. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 31, n. 6, p. 1363–1370, Nov-Dec 1995.
- MENDIS, S.; BISHOP, M.; DO, A.; BOYD, D. Investigation of transmission system voltage flicker due to multiple ac and dc furnace operations. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 10, n. 1, p. 483–496, January 1995.
- MOFTY, A. E.; YOUSSEF, K. Industrial power quality problems. In: *16th International Conference and Exhibition on Electricity Distributuion*. Alexandria, Egypt: [s.n.], 2001. v. 2, p. 1–5.

- MOFTY, A. E.; YOUSSEF, K. Industrial power quality problems. In: *16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - CIREN*. [S.l.: s.n.], 2001. v. 2, p. 5 pp.
- MORCOS, M. M.; GOMEZ, J. C. Flicker sources and mitigation. *IEEE Power Engineering Review*, p. 5–10, Nov. 2002.
- OLIVEIRA, H. de; FIGUEIREDO, C.; JESUS, N.; BATISTA, E.; MARTINEZ, M. Analysis of power quality problems in low-voltage circuits. In: *11th International Conference on Harmonics and Power Quality*. [S.l.: s.n.], 2004. p. 174–179.
- PASSOS, A. dos. *Sistema Especialista Aplicado à Assistência Técnica: Estudo de Caso em uma Organização Fabricante de Produtos de Telecomunicações*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Fevereiro 2005.
- PILLAY, P.; MANYANE M. Definitions of voltage unbalance. *IEEE Power Engineering Review*, p. 50–51, May 2001.
- PONTT, C. O.; PONTT, J. O. Probabilistic harmonic analysis of power system with multiple non-sinusoidal loads. In: *IEEE International Symposium on Industrial Electronics - ISIE*. [S.l.: s.n.], 1994. p. 170–175.
- REINERI, C.; GOMEZ, C.; BELENGUER, E.; FELICI M. Revision of concepts and approaches for unbalance problems in distribution. In: *IEEE/PES. Transmission and Distribution Conference and Exposition*. [S.l.], 2006. p. 1–6.
- SHIPP, D.; VILCHECK, W. Power quality and line considerations for variable speed ac drives. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 32, n. 2, p. 403–410, March-April 1996.
- SOUTO, K. C. *Sistema Especialista com Lógica Nebulosa para o Cálculo em Tempo Real dos Indicadores de Desempenho e Segurança na Monitoração de usinas Nucleares*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Novembro 2005.
- SOUZA, W. C. *Suprimento de Energia em Telecomunicações: uma contribuição ao estudo da qualidade da energia elétrica no suprimento de sistemas de telecomunicações*. Dissertação (Mestrado) — Instituto Nacional de Telecomunicações, Santa Rita do Sapucaí, 2002.
- STEPHENS, M.; GCGRANAGHAN, M.; BOLLEN, M. Avaliando a imunidade de equipamentos industriais a afundamentos de tensão. *Eletricidade Moderna*, v. 1, n. 402, p. 152–163, Setembro 2007.

SUAREZ, J.; MAURO, G. F. D.; ANAUT, D.; AGUIERO, C. Análisis de la distorsión armónica y los efectos de atenuación y diversidad en Áreas residenciales. *Revista IEEE Latin America*, v. 3, n. 5, p. 53–59, Dec. 2005.

TEIVE, R. C. G. *Planejamento da Expansão da Transmissão de Sistemas de Energia Elétrica Utilizando Sistemas Especialistas*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Março 1997.

UOL. *Distribuidoras rejeitam tarifas diferenciadas para clientes de mesma distribuidora e mesma tensão*. 4 Dezembro 2007. UOL Economia, <http://economia.uol.com.br/ultnot/valor/2007/12/04/ult1913u79982.jhtm>.

VALOIS, P. V. S.; TAHAN, C. M. V.; KAGAN, N.; ARANGO, H. Voltage unbalance in low voltage distribution networks. In: *16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*. [S.l.: s.n.], 2001. p. 155–155.

VICTOR, V. F. *Sistema Especialista para Detecção de Falhas em Comandos Elétricos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal Do Rio Grande do Norte, Natal, RN, Julho 2005.

WEG. *Chaves de Partida. Manobra e Proteção de Motores Elétricos*. Jaraguá do Sul, 14 Agosto 2007.

WILLIS, H. L. *Spatial Electric Load Forecasting*. 2. ed. Raleigh, North Carolina, USA: Marcel Dekker, Inc., 2002.

ZHANG, Z.; FAHMI, N.; NORRIS, W. Flicker analysis and methods for electric arc furnace flicker (eaf) mitigation (a survey). In: IEEE. *Power Tech Proceedings*. Porto, Portugal: IEEE, 2001. v. 1, p. 6 pp.